

*UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID*

*ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR*



*INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ESPECIALIDAD ELECTRICIDAD*

*PROYECTO FIN DE CARRERA:*

**CÁLCULO TÉCNICO, ENERGÉTICO Y DE  
VIABILIDAD ECONÓMICA DE INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA DE 100 kW CONECTADA A RED  
EN EDIFICIO INDUSTRIAL**

**Autor: RICARDO ALBARRACÍN SÁNCHEZ**

**Director: JULIO AMADOR GUERRA**

**Leganés, Julio 2005**



# ÍNDICE

	Pág.
<b>1. MEMORIA.....</b>	<b>1</b>
<b>1. MEMORIA. CÁLCULOS.....</b>	<b>2</b>
<b>1.0 OBJETIVOS.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>1.2 RESUMEN DEL PROYECTO.....</b>	<b>5</b>
<b>1.2.1 Sistema fotovoltaico de 100kW conectado a la red.....</b>	<b>5</b>
<b>1.3 DEFINICIONES DEL PROYECTO.....</b>	<b>6</b>
<b>1.3.1 Radiación solar.....</b>	<b>6</b>
<b>1.3.2 Normativa aplicable.....</b>	<b>6</b>
<b>1.3.3 Ubicación de la instalación.....</b>	<b>7</b>
<b>1.3.4 Campo fotovoltaico.....</b>	<b>7</b>
a) Características generales	
b) Características técnicas	
c) Curvas tensión intensidad	
d) Representación	
<b>1.3.5 Armarios de corriente continua.....</b>	<b>10</b>
<b>1) Armario de corriente continua de cada subcampo.....</b>	<b>10</b>
a) Características del armario	
b) Seccionadores-fusibles	
<b>2) Armario principal de corriente continua.....</b>	<b>11</b>
a) Características del armario	
b) Seccionadores-fusibles	
c) Descargadores de tensión tipo C	
<b>1.3.6 Inversor.....</b>	<b>13</b>
a) Funcionamiento	
b) Circuitos de protección	
c) Características técnicas	
<b>1.3.7 Armarios de conexión de corriente alterna.....</b>	<b>17</b>
<b>1) Armario de alterna 1 junto al inversor.....</b>	<b>17</b>
a) Características del armario	
b) Bloque diferencial	
c) Descargador tensión tipo C	
<b>2) Caja general de medida y protección (acceso calle).....</b>	<b>17</b>
a) Características del armario	

- b) Interruptor de corte en carga
- c) Contadores
- d) Descargador de tensión tipo B
- e) Fusible

<b>1.4 CÁLCULOS TÉCNICOS.....</b>	<b>20</b>
<b>1.4.1 Campo fotovoltaico e inversor.....</b>	<b>20</b>
1) Qué módulo hay que elegir.....	20
2) Espacio disponible para la instalación de los módulos.....	21
3) Inversor o inversores a elegir .....	22
4) Elección de la potencia del inversor.....	22
5) Cálculo del número de módulos serie-paralelo.....	22
6) Ajuste potencia pico final.....	24
<b>1.4.2 Cálculo de conductores.....</b>	<b>24</b>
<b>1.4.3 Cálculo de las protecciones.....</b>	<b>39</b>
<b>1.4.4 Sistema eléctrico y de control.....</b>	<b>41</b>
<b>1.4.5 Protección contra rayos e instalación de puesta a tierra.....</b>	<b>41</b>
<b>1.4.6 Conexión a red.....</b>	<b>42</b>
<b>1.4.7 Medidas y facturación.....</b>	<b>43</b>
<b>1.4.8 Armónicos y compatibilidad electromagnética.....</b>	<b>44</b>
<b>1.4.9 Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador.....</b>	<b>44</b>
<b>1.4.10 Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras.....</b>	<b>45</b>
<b>1.4.11 Cálculo de la producción anual esperada.....</b>	<b>54</b>
<b>2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y AMBIENTALES.....</b>	<b>56</b>
<b>2.1 Condiciones técnicas.....</b>	<b>57</b>
2.1.1 Objeto y campo de aplicación.....	57
2.1.2 Materiales.....	57
2.1.3 Recepción del material.....	57
2.1.4 Ejecución del trabajo.....	57
2.1.5 Recepción de obra.....	58
<b>2.2 Montaje de equipos.....</b>	<b>58</b>
2.2.1 Módulos fotovoltaicos.....	58
2.2.2 Inversor.....	59
<b>2.3 Mantenimiento.....</b>	<b>60</b>
2.3.1 Módulos fotovoltaicos.....	60
2.3.2 Inversor.....	61
2.3.3 Cajas de conexión.....	61
2.3.4 Caminos de cables.....	61

2.4	Garantía de los equipos. Instalación y dimensionado.....	61
2.4.1	Condiciones generales para la garantía.....	61
2.4.2	Garantía de los equipos.....	62
2.4.3	Garantía del dimensionado.....	63
2.5	Análisis ambiental.....	63
2.5.1	Impacto ambiental relacionado con el funcionamiento de la instalación.....	63
2.5.2	Impacto ambiental en la fabricación.....	64
3.	ESTUDIOS DE SEGURIDAD Y SALUD.....	65
3.1	Riesgos existentes y medidas de prevención.....	66
3.1.1	Riesgos laborales.....	66
3.1.2	Prevención.....	66
3.2	Lugar de trabajo.....	67
3.3	Otras consideraciones.....	67
4.	ESTUDIO ECONOMICO-FINANCIERO. PRESUPUESTO.....	69
4.1	Presupuesto.....	70
4.2	Análisis económico – financiero del proyecto.....	71
4.3	Criterios de valoración y selección de proyectos.....	72
4.4	Definiciones económico - financieras.....	73
5.	PLANOS.....	76
	PLANO 1. SITUACIÓN EDIFICIO	
	PLANO 2. AZOTEA	
	PLANO 3. DISPOSICIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS EN AZOTEA	
	PLANO 4. DISPOSICIÓN INVERSOR EN PLANTA INFERIOR AZOTEA	
	PLANO 5. ESQUEMA ELECTRICO SUBCAMPOS 1,2,3,4,5,6,7 Y 8	
	PLANO 6. ESQUEMA ELÉCTRICO SUBCAMPO 9	
	PLANO 7. DETALLE CONEXIONADO SUBGRUPO DE PANELES	
	PLANO 8. ESQUEMA ELÉCTRICO CAMPO FOTOVOLTAICO	
	PLANO 9. ESQUEMA ELÉCTRICO INSTALACIÓN	
6.	ANEXOS.....	86
	ANEXO 0. BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN.....	87
	ANEXO I. CONVOCATORIA LÍNEA ICO-IDAE 2005.....	91
	ANEXO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL MÓDULO SOLAR E	
	INVERSOR.....	95
	ANEXO III. CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURA SOPORTE.....	111
	ANEXO IV. PROTECCIONES, CONTADORES Y ARMARIOS.....	114
	ANEXO V. CANALETAS Y CABLES.....	144



# **1. MEMORIA**



## **1. MEMORIA. CÁLCULOS**

### **1.0 OBJETIVO**

El objetivo principal de este proyecto ha sido elaborar el estudio de una instalación fotovoltaica conectada a red para la venta de energía a la red de distribución eléctrica de Baja Tensión.

Para ello, se tendrán en cuenta varios factores. De los cuales se destacan:

- Se nos ha ofrecido la azotea de un edificio industrial para realizar el estudio y los cálculos necesarios para ubicar una instalación fotovoltaica en dicha superficie. Unos 4695m<sup>2</sup>. Éste edificio industrial está constituido por seis plantas-aparcamiento a las cuales se pueden acceder mediante vehículo. En cada planta existen diversas pequeñas industrias.
- Dicho ofrecimiento ha sido efectuado por el interés del propietario en el conocimiento de la viabilidad de llevar a cabo una instalación fotovoltaica de estas características en los terrenos de su propiedad.
- Se obtendrán los planos sobre la azotea del edificio y la planta inmediatamente anterior. Además de fotografiarse, visitar y medir el propio terreno del estudio, por parte del proyectista.
- Una vez con todos los cálculos, se realizará un documento detallado, en el que consten todo el material a emplear, cálculos, justificaciones y un estudio económico de viabilidad atractivo al inversor.

## 1.1 INTRODUCCIÓN

El presente proyecto “Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 kW conectada a red en edificio industrial” sigue las recomendaciones específicas del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del I.D.A.E.

Se elige este ámbito de diseño para obtener las primas ofrecidas por dicho organismo. Las cuales son máximas en el caso de una instalación de 100kW.

Las instalaciones de energía solar para producción de electricidad (energía fotovoltaica) conectadas a la red son una solución interesante ya que suponen importantes ventajas como:

- La ausencia de costes de combustibles, con muy bajos costes de mantenimiento y escasos riesgos de avería.
- Los beneficios medioambientales propios de una fuente de energía no contaminante e inagotable. Además, este tipo de instalaciones evita la emisión de contaminantes a la atmósfera como SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, Pb, etc., ya que introducen en la red eléctrica energía limpia generada con radiación solar y evitan la generación de electricidad mediante otras formas contaminantes y de efecto invernadero. (Por cada 10kWh generados con carbón, se emiten aproximadamente 10 kg de CO<sub>2</sub> a la atmósfera).
- El acceso a ayudas públicas en forma de créditos ventajosos (a nivel nacional) y subvenciones a fondo perdido (nacional y según la comunidad autónoma).
- La existencia de legislación específica para su desarrollo, que define los derechos de conexión y venta a la red de la energía generada, estableciendo incentivos, en forma de primas sobre el precio del kWh, durante toda la vida de la instalación (R.D. 436/2004).

Un punto importante a analizar, según la situación actual del mercado, es el asunto de la inversión. Hasta el momento, dado el precio de inversión por kWp instalado, hacía que esa inversión sólo era rentable si venía acompañada de una subvención a la inversión, en estos momentos dada la avalancha de peticiones, parece probable que estas subvenciones a la inversión se minimicen o desaparezcan totalmente, actualmente las subvenciones de las Comunidades Autónomas prácticamente han desaparecido y las del I.D.A.E. están congeladas. Es por este motivo que el diseño básico de este proyecto, está realizado sin considerar subvenciones de ningún tipo, (aunque sí se contemplan los requisitos imprescindibles para que se concedan), jugando tan solo con la máxima prima, para instalaciones de hasta 100 kW.

Con todo ello, se han marcado unas prioridades a la hora de diseñar la central, entre estas, se pueden destacar:

- Mínima inversión inicial.

- Mínima instalación y mantenimiento.
- Mínima Gestión.
- Máxima rentabilidad económica.
- Máxima eficacia técnica.

La reciente aprobación del (RD 436/2004), ha supuesto las siguientes mejoras:

- Permite un incremento de la potencia unitaria de las instalaciones fotovoltaicas, desde 5 kW. hasta un máximo de 100 kW., por titular.
- Vincula el precio de venta del kWh. A la "Tarifa Eléctrica Media o de referencia (TMR)" (Artículo 2, RD 1432/2002):
  - TMR para 2.005: 7,3304 c€/kWh
- Tarifa regulada para instalaciones de no más de 100 kW de potencia instalada (Artículo 33, RD 436/2004):
  - $575\% * (TMR) = 42,15 \text{ c€/kWh}$ .
- Aporta estabilidad al inversor: Mantenimiento de la tarifa regulada durante los primeros 25 años de vida de la instalación, sin posibilidad de retroactividad (Artículo 40.3, RD 436/2004).

La vida media de los paneles solares fotovoltaicos es de 25 a 30 años, si bien después de este tiempo siguen siendo operativos aunque con un rendimiento algo inferior.

La iniciativa de puesta en marcha de nuevas instalaciones fotovoltaicas está asimismo, encaminada a demostrar, dentro de su zona de influencia, las distintas posibilidades de utilización de las energías renovables y el grado de madurez tecnológica actualmente alcanzado por éstas. Para ello, el titular favorecerá la realización de visitas a la instalación, tanto de particulares como de escuelas u otras instituciones que puedan estar interesadas, cumpliendo con ello los objetivos de "innovación y concienciación del ámbito rural hacia la gestión de los recursos medioambientales", en línea con las directrices de la Unión Europea.

## 1.2 RESUMEN DEL PROYECTO

### 1.2.1 Sistema fotovoltaico de 100 kW conectado a la red

El presente documento contiene el *proyecto técnico* para la construcción de un generador fotovoltaico de 100 kW conectado a la red eléctrica, situado en la cubierta de un edificio industrial ubicado en Madrid, con tejado de nueva construcción. El punto de conexión a la red eléctrica está acordado con la Compañía distribuidora. La energía eléctrica producida por la central solar fotovoltaica se inyecta en la línea trifásica de baja tensión (230 /400 V) mediante la utilización de un único inversor trifásico, el cuál se situará en la planta inferior de la cubierta, para que se encuentre protegido de la humedad, así como elementos de protección.

El sistema fotovoltaico de 100 kW consta esencialmente de:

- Un campo de paneles fotovoltaicos (generador fotovoltaico) de 124,2 kWp
- Un inversor trifásico de 100 kW

**El resumen general de la instalación de 100 kW en la provincia de Madrid es el siguiente:**

▪ Potencia nominal de la instalación:	<b>100 kW</b>
▪ Producción anual estimada:	<b>175.686,83 kWh/año</b>
▪ Potencia FV pico instalada:	<b>124,2 kWp</b>
▪ Número de módulos FV:	<b>828</b>
▪ Fabricante de los módulos FV:	<b>ATERSA</b>
▪ Modelo de módulo FV:	<b>A-150</b>
▪ Orientación estructuras:	<b>Fija</b>
▪ Fabricante de los inversores:	<b>ATERSA</b>
▪ Número de inversores:	<b>1</b>
▪ Modelo de inesor:	<b>MU-SIEL-100KW-V1</b>
▪ Superficie ocupada:	<b>2800 m<sup>2</sup></b>

#### Características climáticas y localización:

- **Localización: Madrid**

Latitud: 40,4° N

- **Irradiación solar media**

Superficie horizontal: 4,51 kWh/(m<sup>2</sup>·día)

Superficie inclinada 35 grados: 4,96 kWh/(m<sup>2</sup>·día)

## **1.3 DEFINICIONES DEL PROYECTO**

### **1.3.1 Radiación solar**

La energía solar fotovoltaica (producción directa de energía eléctrica a partir de la radiación solar, por medio de células solares) es una fuente de energía limpia que tiene, entre otras, las siguientes ventajas:

- Es renovable y no agota los recursos naturales
- No utiliza agua
- Es fiable con bajo mantenimiento
- No produce contaminación ambiental ni sonora
- Es de rápida instalación

Sus principales desventajas son que la generación es dependiente de la radiación solar disponible (y por tanto es parcialmente aleatoria) y actualmente el coste por kWh es alto, comparada con otras fuentes energéticas.

Este alto coste por kWh producido está en continua disminución debido a dos factores: la incorporación de células solares de mayor rendimiento y la disminución de los costes de producción, debido a un constante aumento de la demanda (efecto de producción en serie).

### **1.3.2 Normativa aplicable**

Este proyecto ha sido elaborado de acuerdo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, el cual recoge la siguiente normativa aplicable a instalaciones de energía solar fotovoltaica destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 436/2004 por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2005.

### 1.3.3 Ubicación de la instalación

La central se ubicará en la azotea de un edificio industrial situado en el distrito de San Blas. Ver PLANO 1. SITUACIÓN DEL EDIFICIO. Dicho edificio está constituido por seis plantas de uso industrial, en las que hay plazas de aparcamiento. Se sube por una rampa central que sube hasta el 6º piso, el cuál se ve representado en el PLANO 4. DISPOSICIÓN INVERSOR EN PLANTA INFERIOR AZOTEA con sus plazas de garaje correspondientes.



Edificio industrial. Distrito San Blas.

### 1.3.4 Campo fotovoltaico

La instalación que se proyecta tendrá una potencia pico del campo de paneles fotovoltaicos de 124,2 kWp, para conseguirla se ha elegido el módulo fabricado por ATERSA, modelo A-150 de silicio monocristalino, de 150 Wp de potencia, por su gran fiabilidad y porque viene con una potencia nominal de fábrica ligeramente superior a la de su hoja de características, según el fabricante. El número total de módulos necesarios para proporcionar dicha potencia será de:

$$124.200 \text{ Wp} / 150 \text{ Wp} = 828 \text{ módulos}$$

El generador fotovoltaico, o campo fotovoltaico, estará formado por 8 paneles de 14,4kWp constituido por 96 módulos cada uno y 1 panel de 9kWp formado por 60 módulos. Ver PLANO 3. DISPOSICIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS EN AZOTEA.

### **a) Características generales**

El módulo utilizado en la realización del proyecto será el fabricado por ATERSA de 150 Wp modelo A-150. Las características del módulo son las que siguen:

- Están constituidos por 72 células fotovoltaicas cuadradas de 5” de silicio monocristalino de alta eficiencia. Capaces de producir energía con tan sólo un 4-5% de una radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup>. Lo cual asegura una producción que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos suministra el sol.
- Las conexiones redundantes múltiples en la parte delantera y trasera de cada célula, ayudan a asegurar la fiabilidad del circuito del módulo.
- Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etilviniloacetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico. Todo esto da rigidez mecánica al laminado, y hace que su montaje sea sencillo.
- Al realizarse lo anteriormente descrito mediante estrictas normas de calidad se consigue que los módulos estén funcionando eficazmente sin interrupción durante toda su vida útil.
- La caja de conexiones intemperie con el terminal positivo y el negativo, lleva incorporados dos diodos que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto. Además, tiene un grado de estanquidad IP 65, que protege frente a humedad e inclemencias meteorológicas.
- El fabricante de los módulos fotovoltaicos garantiza que la potencia de cada módulo es del -2% de la potencia nominal.

## b) Características técnicas

*Físicas:* Medidas: 1618 \* 814 \* 35 mm. Peso: 14,8 Kg.

*Eléctricas y otras:*

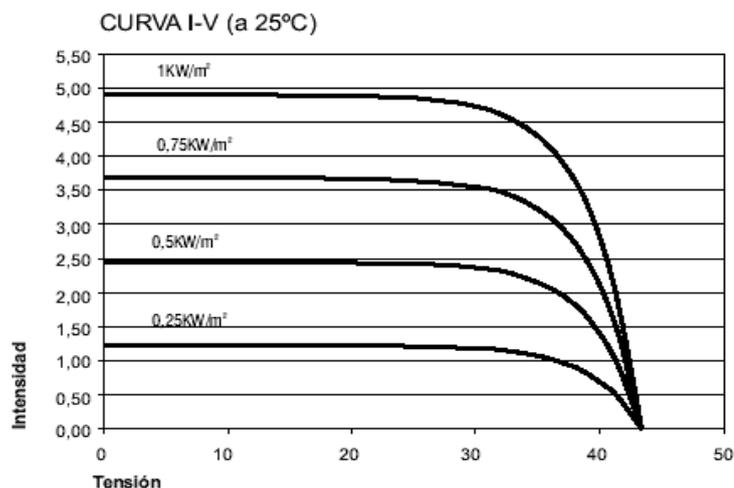
<b>Fabricante</b>	<b>ATERSA</b>
<b>Modelo</b>	A-150
<b>Precio (sin IVA)</b>	540 €
<b>P<sub>pico</sub> (tolerancia 10%) (W<sub>p</sub>)</b>	150 W <sub>p</sub>
<b>P mínima garantizada (%)</b>	10
<b>Número células serie</b>	72
<b>Tensión circuito abierto U<sub>oc</sub> (V)</b>	43,4 V
<b>Tensión punto de máxima potencia (V<sub>mp</sub>)</b>	34 V
<b>Corriente punto máxima potencia (I<sub>mp</sub>)</b>	4,40 A
<b>Corriente cortocircuito I<sub>sc</sub> (A)</b>	4,8 V
<b>Coefficiente Temp. (mV/°C)</b>	-194,40
<b>IP</b>	65
<b>Garantía (años)</b>	25

Especificaciones en condiciones estándar de prueba: 1000W/m<sup>2</sup>, temperatura de la célula 25°C y masa de aire 1,5 (según normativa EN 61215).

<b>Parámetro</b>	<b>Módulo FV</b>	<b>Campo FV de 124.200 W<sub>p</sub></b>
Nº módulos	-	828
Nº módulos serie	-	12
P <sub>pico</sub> máx (W <sub>p</sub> )	150	124.200 W <sub>p</sub>
V <sub>máxima</sub> (V)	34	408
I <sub>máxima</sub> (A)	4,40	331,2

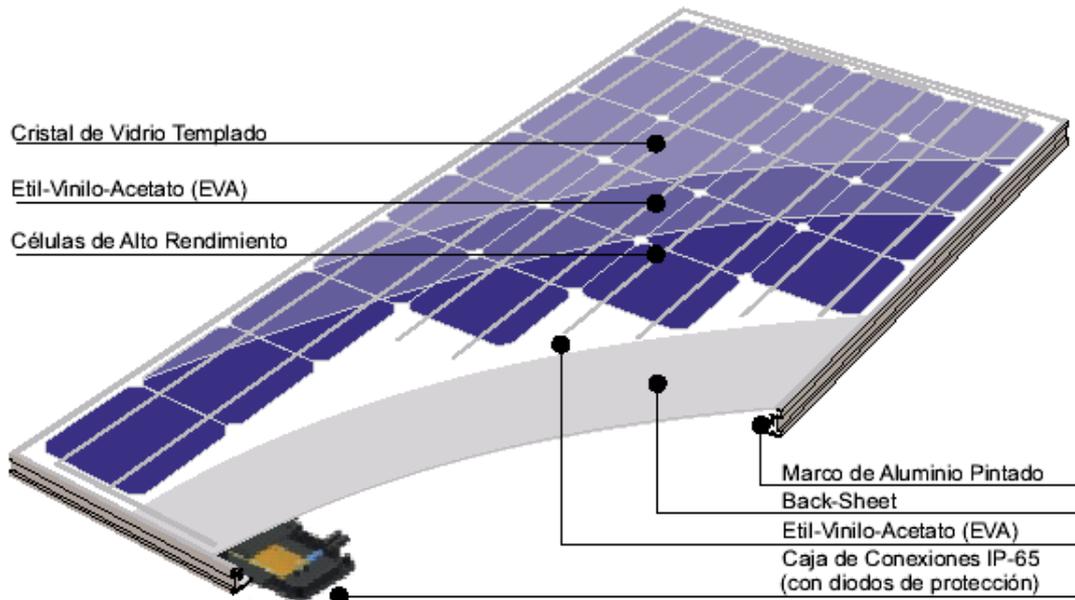
Cada módulo fotovoltaico lleva de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre y logotipo del fabricante. Además poseen una identificación individual (número de serie).

## c) Curvas tensión intensidad



Curva tensión-intensidad a 25°C de temperatura de célula y diferentes niveles de radiación.

#### d) Representación



### 1.3.5 Armarios de corriente continua

#### 1) Armario de corriente continua de cada subcampo

Este armario se sitúa tras cada panel de los 9 que se tienen en el campo fotovoltaico.

En este armario se colocarán tantos seccionadores como líneas serie de módulos tenemos. Es decir, en los subcampos 1,2,3,4,5,6,7 y 8, se tendrán 8 seccionadores, puesto que está constituido por 8 subgrupos de 12 módulos serie (Ver PLANO 7. DETALLE CONEXIONADO SUBGRUPO DE PANELES). Cada subgrupo aporta un cable (+) y un cable (-). Se colocarán tantos seccionadores-fusibles como cables (+).

En el armario de continua que tiene el subcampo 9 se colocarán 5 seccionadores-fusibles, puesto que está constituido por 5 subgrupos de 12 módulos serie.

Los seccionadores-fusibles se colocan en cada subgrupo de 12 módulos serie, para permitir su mantenimiento y su aislamiento de forma particular. Se dispone de un seccionador-fusible en cada (+), porque no es necesario poner otro en el (-) puesto que abriendo un sentido del cable, se abre el circuito, es suficiente y además con dos seccionadores por subgrupo se encarece innecesariamente la instalación.

**a) Características del armario**

- Fabricante GEWISS
- Modelo Serie 46 QP (GW 46 005)
- Material Poliéster puerta ciega y cerradura
- Color Gris RAL 7035 – IP 65
- Dimensiones 515 x 650 x 250 mm
- Grado de estanqueidad IP-65
- Placa de montaje: 310 x 425 en acero con tratamiento anticorrosión.
- Accesorios para fijación en pared y suelo
- Carril DIN para fijación de los elementos

**b) Seccionadores-fusibles**

Se instalará un fusible, en el polo positivo de cada una de las entradas de los cables de corriente continua, provenientes de los paneles solares hacia el armario de continua de cada subcampo.

- Fabricante Hager
- Modelo L38 1P 20A
- Tamaño del cartucho 10,3 x 38 mm

**2) Armario principal de corriente continua**

Este armario se situará junto a la caseta (ver PLANO 3. DISPOSICIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS EN AZOTEA). A este armario va todo el cableado de continua proveniente de cada subcampo. En su interior se alojará un seccionador-fusible por cada positivo de cada subcampo, es decir, 9 seccionadores-fusibles.

**a) Características del armario**

- Fabricante GEWISS
- Modelo Serie 46 QP (GW 46 005)
- Material Poliéster puerta ciega y cerradura
- Color Gris RAL 7035 – IP 65
- Dimensiones 515 x 650 x 250 mm
- Grado de estanqueidad IP-65
- Placa de montaje: 310 x 425 en acero con tratamiento anticorrosión.
- Accesorios para fijación en pared y suelo
- Carril DIN para fijación de los elementos

**b) Seccionadores-fusibles**

Se instalará un fusible, en el polo positivo de cada una de las entradas de los cables de corriente continua, provenientes de los paneles solares hacia el armario de continua de cada subcampo.

- Fabricante Hager
- Modelo L51 1P 50A
- Tamaño del cartucho 14 x 51 mm

### c) Descargadores de tensión tipo C

Los descargadores de tensión son elementos de protección que se disponen para reducir las sobretensiones, para que no se dañen los equipos importantes de una instalación. Para su elección se consultará la ITC-BT-23 del REBT.

El equipo que pretendemos proteger de sobretensiones es el inversor, puesto que se trata de un equipo muy caro. La categoría en la que se encontrará este equipo, es según la ITC-BT-23, la categoría II, aplicada a los equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija.

Según esto, se acudirá a la tabla I de dicha instrucción:

Tensión nominal de la instalación	Tensión soportada a impulsos 1,5/50 (kV)			
	CATEGORÍA IV	CATEGORÍA III	CATEGORÍA II	CATEGORÍA I
Sistema trifásico				
230/400 V	6	4	2,5	1,5

Sobredimensionaremos la instalación para proteger frente a descargas de rayos en zonas cercanas a la instalación. Se supone una situación controlada, según la ITC-BT-23, entendiéndose por tal la instalación en la que no se alimenta por red subterránea.

Existen varios tipos de descargadores de tensión según CEI 61664-1, de los cuales destacaremos:

- Clase B- Descargadores de corriente de rayo

Protege frente a descargas directas o cercanas del rayo. Acometida BT. Dimensionados según 10/350. Son básicamente vías de chispas. Categoría de sobretensión IV.

- Clase C- Descargadores de sobretensiones

Protege frente a descargas lejanas de rayo. Cuadros de BT. Dimensionados según 8/20. Se les denominan Varistores.

- Clase D- Descargadores de sobretensiones

Protege frente a descargas lejanas de rayos. Alimentación de equipos a proteger. Dimensionados según 8/20. Se les denominan Varistores. Se emplean para categorías II y I de sobretensión.

Acorde a estas explicaciones se elegirán los siguientes descargadores para el armario principal de corriente continua:

- |                       |                     |                       |                    |
|-----------------------|---------------------|-----------------------|--------------------|
| - Fabricante          | DEHN Ibérica        | - Tiempo de respuesta | $\leq 25\text{ms}$ |
| - Modelo              | DGT 600             | - Número polos        | Unipolar           |
| - Clase               | C                   | - Montaje en carril   | DIN                |
| - Nivel de protección | $\leq 2,5\text{kV}$ |                       |                    |

### **1.3.6 Inversor**

Un inversor es un aparato electrónico que convierte la corriente continua, del campo generador (módulos) a corriente alterna, la cual se inyectará a la red de distribución.

El inversor elegido para el proyecto es el SOLEIL MU-SIEL-100KW-V1 fabricado por la empresa Aplicaciones Técnicas de la Energía S.A. (ATERSA). Este inversor es un equipo trifásico de 100kW nominales (potencia nominal de la instalación) diseñado para inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por un generador fotovoltaico.

La elección de este inversor se ha realizado, descartando la elección de varios inversores monofásicos, hasta 20 de 5kW (para llegar a los 100kW), como se menciona en el artículo 9 del RD 1663/2000, en donde se dice que si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica a conectar a la red de distribución es superior a 5kW (como es el caso de este proyecto), la conexión de la instalación fotovoltaica a la red será trifásica. Se podrá realizar mediante uno o más inversores monofásicos de hasta 5kW, a las diferentes fases, o directamente un inversor trifásico.

Teniendo un solo inversor, se reduce el coste por mantenimiento, y debido a la alta fiabilidad y disponibilidad de estos equipos, reducimos el coste en la adquisición del mismo, con respecto a la compra de varios inversores monofásicos.

Este modelo de inversor permite la conexión de un campo generador de hasta 125kWp, lo cuál nos permite la ampliación en un tiempo futuro. Pero en vistas al crecimiento del sector y a que las subvenciones y primas se darán hasta un nivel máximo de potencia total inyectada a la red proveniente de energía fotovoltaica, se prevé que la ampliación de la instalación no será rentable en un futuro, teniendo en cuenta, únicamente, las subvenciones y primas aquí tomadas (se deberían estudiar nuevos planes en el futuro). Aunque sí, su reposición, en cuanto a los elementos que ya no se encuentren en su vida útil, para aprovechar el proyecto realizado, no sólo para una instalación que tenga una vida útil de 20 años, sino además para otra futura instalación después de esos años, ejecutada sobre la ya existente, una vez llevado a cabo el proyecto.

#### **a) Funcionamiento**

El inversor SOLEIL MU-SIEL-100KW-V1 dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento automático o manual. Los inversores SOLEIL emplean la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia del panel (MPPT), que permite obtener la máxima eficacia del campo fotovoltaico en cualquier condición de funcionamiento. En el funcionamiento automático, el inversor siempre busca el punto de máxima potencia, mientras que en el manual, es el usuario el que dará un valor de potencia constante según el cual, siempre será seguido por el inversor.

Todo el manual de funcionamiento se encuentra en el ANEXO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL MÓDULO SOLAR E INVERSOR.

## **b) Circuitos de protección**

Los inversores SOLEIL cumplen con la normativa CEI 11-20 puesto que disponen de aislamiento galvánico en la salida hacia la red trifásica, lo cual elimina la posibilidad de inyectar alguna componente de corriente continua hacia la red de distribución eléctrica.

El inversor dispone de un relé de seguridad EPO. Dispositivo electrónico de seguridad (Emergency Power Off) EPO que bloquea el funcionamiento de la máquina en el caso de que se produzca una emergencia. La activación del dispositivo se realiza de forma remota mediante un pulsador de Parada de Emergencia que disponga de un contacto normalmente cerrado.

Una vez activado el dispositivo de seguridad, éste se encarga de mantener el bloqueo de la máquina aunque el pulsador de Parada de Emergencia remoto vuelva a su estado de reposo.

Además, el inversor tiene un magnetotérmico para la salida de CA y dispone de seccionadores.

El inversor restablece automáticamente su funcionamiento después de las siguientes condiciones:

- Sobrecargas o cortocircuitos eventuales

El equipo dispone de protección frente a sobrecargas y cortocircuitos eventuales que pudieran producirse en los terminales de entrada de las líneas de panel o en la salida de alterna del equipo. Al producirse dicha situación se parará automáticamente el equipo hasta que desaparezca la situación no deseada.

- Fallo en la red eléctrica

Si se interrumpe el suministro en la red eléctrica, el inversor se encontrará en situación de cortocircuito, en este caso, el inversor se desconecta por completo y espera a que se restablezca la tensión en la red para iniciar de nuevo su funcionamiento

- Temperatura elevada

Además, si la temperatura del radiador del inversor superase los 75°C se activará una protección que parará automáticamente el equipo. Y no se restablece el servicio hasta que no alcance los 65°C.

- Modo isla

Para que el inversor no actúe en modo isla se dispone de un control de la tensión y la frecuencia de la red. Así, en el caso de que estos valores se encontraran fuera del margen adecuado, se realizaría la desconexión automática del inversor de la red de distribución. Esperará a que desaparezca esta situación.

- Tensión fuera de rango

Si la tensión de la red se encuentra fuera del rango de trabajo, según normativa, tanto si es superior como si es inferior, el inversor interrumpirá su funcionamiento hasta que dicha tensión vuelva a encontrarse dentro del rango admisible.

- Frecuencia fuera de límites

Si la frecuencia de la red está fuera de los límites de trabajo se para inmediatamente pues esto indicaría que la red es inestable o está en modo isla.

- Tensión del generador fotovoltaico baja

En este caso, el inversor no puede funcionar. Es la situación en la que se encuentra durante la noche. O si se desconecta el generador solar. El led de paneles estará fijo apagado.

- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente

Los generadores fotovoltaicos alcanzan el nivel de tensión de trabajo a partir de un valor de radiación solar muy bajo. Cuando el inversor detecta que se dispone de tensión suficiente para iniciar el funcionamiento, el sistema se pone en marcha solicitando potencia del generador fotovoltaico. Si el generador no dispone de potencia debido a que la radiación solar es muy baja, el valor de intensidad mínima de funcionamiento no se verifica, lo que genera una orden de parada del equipo. Y posteriormente se inicia un nuevo intento de conexión. El intervalo entre intentos es aproximadamente de 3 minutos.

La sensibilidad de estas protecciones garantizan el cumplimiento de la normativa vigente.

### **c) Características técnicas**

Las características básicas del inversor son:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutado
- Seguimiento del punto de máxima potencia
- No funcionará en isla o modo aislado



El inversor cumple con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando las siguientes protecciones frente a:

- Cortocircuitos a la salida (CA)
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores
- Perturbaciones presentes en la red eléctrica

El inversor dispone de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorpora los controles automáticos imprescindibles para asegurar su adecuada supervisión y manejo.

El inversor dispone de los siguientes controles manuales:

- Encendido y apagado general del inversor
- Conexión y desconexión del inversor a la red de CA

En el ANEXO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL MÓDULO SOLAR E INVERSOR se muestran las características técnicas del inversor MU-SIEL-100kW-V1, fabricado por ATERSA.

El inversor debe cumplir y cumple, en relación a sus características eléctricas, que:

- Seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las Condiciones Estándar de Medida (CEM). Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 90% y 92% para inversores mayores de 5kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5%, como vemos en la tabla, es del 0%, luego lo cumple.
- El factor de potencia ha de ser superior a 0,95

### 1.3.7 Armarios de conexión de corriente alterna

#### 1) Armario de alterna 1 junto al inversor

Este armario se situará junto al inversor (ver PLANO 4. DISPOSICIÓN INVERSOR PLANTA INFERIOR AZOTEA). A este armario va el cableado proveniente del armario principal de continua. En su interior se alojará un interruptor magnetotérmico y un descargador de tensión.

El cableado de este armario bajará por la pared del edificio hasta llegar al armario situado en la planta baja (armario de alterna 2 acceso dentro del edificio).

#### a) Características del armario

- Fabricante GEWISS
- Modelo Serie 46 QP (GW 46 205)
- Material Poliéster puerta transparente y cerradura
- Color Gris RAL 7035 – IP 65
- Dimensiones 515 x 650 x 250 mm
- Grado de estanqueidad IP-65
- Placa de montaje: 310 x 425 en acero con tratamiento anticorrosión.
- Accesorios para fijación en pared y suelo
- Carril DIN para fijación de los elementos

#### b) Bloque diferencial

Puesto que solo existe protección diferencial modular hasta 125A. Se debe elegir un bloque diferencial. Un bloque diferencial consta de protección diferencial para personas y un interruptor magnetotérmico para protección de la instalación.

Se elegirá un diferencial con  $I_N \geq I_{\text{interruptor magnetotérmico}}$  y con una sensibilidad de 30mA para la protección de personas.

Se elegirá un interruptor magnetotérmico que cumpla:

$$I_{\text{circula}} < I_{\text{N magnetotérmico}} < I_{\text{máx admisible cable}}; \quad \text{Poder corte} > 12\text{kA}$$

El bloque diferencial que se ha elegido consta de un diferencial y un interruptor magnetotérmico de las siguientes características:

- Fabricante General Electrics
- Modelo FD Protección diferencial
- Polos 4P
- Intensidad 160 A
- Sensibilidad 30mA
- Curva C

### c) Descargador de tensión tipo C

Este descargador de tensión se selecciona con el mismo criterio que el de la caja principal de corriente continua, por estar junto al elemento a proteger. Protege de una posible sobretensión proveniente de la red de distribución, mientras que el de continua protege frente a una posible sobretensión proveniente del campo fotovoltaico producida por una descarga atmosférica.

- Fabricante DEHN Ibérica
- Modelo DGT 600
- Clase C
- Nivel de protección  $\leq 2,5\text{kV}$
- Tiempo de respuesta  $\leq 25\text{ms}$
- Número polos Unipolar
- Montaje en carril DIN

## 2) Caja general de medida y protección (acceso calle)

Este armario se situará en la calle, para acceso de la compañía distribuidora al interruptor de corte en carga, según RD 1663/2000.

En dicho armario se situarán los equipos de medida de producción para venta a la compañía y de consumo de la instalación. Además, se dispondrá de un fusible que proteja a dichos elementos de una sobretensión proveniente de la red de distribución. También nos encontraremos en él un descargador de tensión tipo B que limite la tensión que vaya hacia el inversor.

### a) Características del armario

- Fabricante GEWISS
- Modelo Serie 46 QP (GW 46 006)
- Material Poliéster puerta ciega y cerradura
- Color Gris RAL 7035 – IP 65
- Dimensiones 585 x 800 x 300 mm
- Grado de estanqueidad IP-65
- Placa de montaje: 310 x 425 en acero con tratamiento anticorrosión.

- Accesorios para fijación en pared y suelo
- Carril DIN para fijación de los elementos

#### **b) Interruptor de corte en carga**

Este es el interruptor que tiene que estar accesible a la compañía, según RD 1663/2000 en su artículo 2. Definiciones.

- |              |               |
|--------------|---------------|
| - Fabricante | Merlín Gerín  |
| - Modelo     | Interpact INS |
| - Intensidad | 160A          |

#### **c) Contadores**

Se situará un contador que mida el flujo de energía vendida a la compañía y otro que obtenga el valor de la energía consumida por la instalación.

La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía serán precintados por la empresa distribuidora.

Para mayor información, ver apartado 2.3.8 *Medidas y facturación*.

- |                      |                                 |
|----------------------|---------------------------------|
| - Fabricante         | Hager                           |
| - Modelo             | Contador divisionario trifásico |
| - Clase de precisión | Clase 2                         |
| - Intensidad nominal | Hasta 1500A                     |
| - Tipo de polos      | 3P+N                            |
| - Tipo tarifa        | Tarifa simple                   |

#### **d) Descargador de tensión tipo B**

Este descargador de tensión se selecciona según lo que se explica en el apartado 2.2.5 Armarios de corriente continua en su punto 2) c). Puesto que el equipo a proteger es el inversor y nos encontramos alejados de él, se elegirá un tipo B. Se pondrá uno por cada fase.

- |                       |                   |                         |                     |
|-----------------------|-------------------|-------------------------|---------------------|
| - Fabricante          | DEHN Ibérica      | - Tiempo de respuesta   | $\leq 100\text{ms}$ |
| - Modelo              | DB 1 440          | - Número polos          | Unipolar            |
| - Clase               | B                 | - Montaje en carril DIN |                     |
| - Nivel de protección | $\leq 4\text{kV}$ |                         |                     |

#### **e) Fusible**

Este fusible se sitúa para proteger a los contadores y al material de la caja contra posibles sobreintensidades provenientes de la red de distribución. Será un fusible NH gG de 250A.

## 1.4 CÁLCULOS TÉCNICOS

### 1.4.1 Campo fotovoltaico e inversor

A continuación, dispondremos los pasos a seguir a la hora de la elección de módulos e inversores.

#### 1) Qué módulo hay que elegir

Criterios técnicos de selección de módulos fotovoltaicos:

##### a) *Potencia unitaria*

Los módulos fotovoltaicos para instalaciones conectadas a red son de potencias altas para disminuir los costes del soporte (menor número de soportes) y de la conexión eléctrica. En consecuencia, elegiremos módulos de potencia unitaria superiores o iguales a 150 Wp.

##### b) *Tolerancia de la potencia*

Este parámetro tiene una gran importancia de cara a evaluar el comportamiento del módulo. Buscaremos tolerancias pequeñas. Para tener un rango de actuación óptimo, es decir, reducir pérdidas por tener oscilaciones mayores.

Los valores actuales oscilan entre un 2 % y un 10 %.

El Pliego de Condiciones Técnicas para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red (IDAE, 2002) establece una tolerancia máxima permitida del 10 %. Dado el tiempo de vida de los módulos fotovoltaicos, es de gran interés el mantenimiento de la potencia con el paso del tiempo.

##### c) *Tensión nominal*

La tensión nominal viene dada por el número de células serie-paralelo. Para el caso de silicio cristalino, 36 células en serie dan lugar a una tensión nominal de 12 V y 72 células en serie a 24 V.

Una mayor tensión de trabajo del módulo conduce a una menor intensidad para la misma potencia transmitida, disminuyendo las pérdidas por caída de tensión en el módulo y en el cableado del campo fotovoltaico y permitiendo menores secciones del mismo (menor coste).

##### d) *Rendimiento*

Aunque el rendimiento energético de las células de silicio cristalino es similar en los módulos fotovoltaicos, existen tecnologías que mejoran la captación energética por una disminución de la superficie ocupada por los contactos eléctricos en la cara anterior de la célula. Estas tecnologías son de contactos enterrados (por ejemplo, el modelo Saturno de BP

Solar) y, recientemente, de contactos en la cara posterior (utilizada por Suntechnics). Este parámetro se puede manejar a partir de la potencia específica.

*e) Potencia específica ( $Wp/m^2$ )*

Este parámetro expresa el rendimiento energético de las células y el grado de aprovechamiento de la superficie de captación del módulo. La distancia de las células entre sí y el marco del módulo vienen limitados por el nivel de aislamiento. Por otra parte, una proximidad excesiva de las células al marco metálico puede dar lugar a pérdidas adicionales por acumulación de suciedad en esa zona. En los módulos de potencias altas este parámetro oscila entre 105 y 135  $Wp/m^2$ .

*f) Peso específico ( $kg/100 Wp$ )*

El peso específico no varía apenas en los módulos convencionales (con marco) de silicio cristalino, encontrándose en el entorno de los 10  $kg/100 Wp$ , independientemente de la potencia. Esto es debido a que todos los fabricantes usan tecnologías similares para la fabricación de las células y su encapsulamiento.

*g) Índice de protección (IP)*

El índice de protección indica el grado de estanqueidad del módulo respecto a agentes externos como el polvo y la humedad. Los módulos actuales suelen tener valores de IP de 54 ó 65. En el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE se exige un valor mínimo de IP 65.

*h) Garantía*

La garantía de los módulos fotovoltaicos se expresa en términos de mantenimiento de un determinado porcentaje de la potencia nominal durante un número de años que puede llegar a 25 años.

*i) Calidad y aislamiento*

Todos los módulos cumplen la norma ISO 9001 y presentan un aislamiento clase II.

## **2) Espacio disponible para la instalación de los módulos**

Se dispone de una superficie de  $4695m^2$  en la cual instalar los módulos fotovoltaicos, según la cual se estimará qué potencia es posible obtener según el espacio. Haciendo la cuenta de lo que ocupa un módulo de estas características ( $1618 * 814 * 35$  mm) y de que su potencia es de  $150Wp$  podemos hacernos una idea de la potencia que se puede instalar en esta superficie. Sin embargo, atendiendo al Pliego de condiciones del IDAE, podemos ver, que la máxima subvención es para una instalación de  $100kW$ , y puesto que tenemos la superficie, esto es lo que haremos. Además intentaremos que sea una instalación estética en cuanto a la disposición de la misma en dicha superficie.

### **3) Inversor o inversores a elegir**

En cuanto al inversor, se debe decir que en el mercado existen inversor trifásicos y monofásicos. Según nuestra instalación, se pueden elegir varios inversores monofásicos de menos de 5kW o uno trifásico de la potencia que se solicite. Según RD 1663/2000 en su artículo 9. Condiciones específicas de interconexión.

Se ha elegido un único inversor trifásico para evitar un mantenimiento mayor, y para evitar un deterioro de los mismos, puesto que si fuesen monofásicos se situarían cerca del campo fotovoltaico, es decir a la intemperie. Según la elección de este proyecto, el inversor se situaría en un recinto cerrado, en donde tiene menos riesgo de estropearse. También es favorable esta elección, puesto que este tipo de aparatos electrónicos tienen un porcentaje de fallo muy pequeño.

#### Crterios técnicos de selección del inversor:

Los inversores que actualmente se encuentran en el mercado poseen unas excelentes características de aprovechamiento de la energía procedente del campo fotovoltaico, calidad de la señal, protecciones y seguridad.

Los principales parámetros para la selección del inversor más competitivo de los que se encuentran en el mercado son el rendimiento, la fiabilidad, el tiempo de vida, el autoconsumo y el umbral de irradiancia mínima para conexión (estos dos últimos pueden tener valores muy similares en los inversores modernos).

El rendimiento energético de los inversores actuales se encuentra en una banda estrecha, entre el 93% y el 95%. A pesar de esto, un solo punto de diferencia puede tener una repercusión importante a lo largo de toda la vida de la instalación debido a los precios del kWh producido por los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

El volumen y peso del inversor pueden tener su influencia en el proyecto, especialmente en instalaciones de cierta potencia, como es el caso, y con un número considerable de inversores, en nuestro caso un único inversor de gran potencia.

### **4) Elección de la potencia del inversor**

La potencia del inversor es la potencia nominal de la instalación. Se debe elegir como la potencia del campo fotovoltaico estimada por un factor 0,8 y de esta manera se obtiene la potencia máxima conectable al inversor. En el caso de este inversor de 100kW se le puede conectar un máximo de 125kWp del campo fotovoltaico (ver características del inversor en ANEXO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL MÓDULO SOLAR E INVERSOR). Es aconsejable ajustar al máximo posible esta última potencia para evitar optimizar el rendimiento medio del inversor en una instalación fotovoltaica situada en Madrid.

### **5) Cálculo del número de módulos serie-paralelo**

Se debe proceder según las potencias de los módulos, que deben ser todos del mismo modelo, y del inversor. Además de sus tensiones características.

Cálculo de los módulos permitidos conectados en serie para los puntos de mínima tensión en funcionamiento y mínima tensión en arranque, ambas del inversor:

Módulo ATERSA A-150	Inversor SOLEIL MU-SIEL-100KW-V1
150Wp 72 células serie	100KW
$U_{oc}(25^{\circ}\text{C})= 43 \text{ V}$	$U_{Dc\text{mín inversor funcionamiento}} = 330 \text{ V}$
$U_{mp}(25^{\circ}\text{C})= 34 \text{ V}$	$U_{Dc\text{mín inversor arranque}} = 400\text{V}$

La potencia máxima que tolera el inversor es:

$$P_{\text{máx}} = P_{\text{inversor}}/0.8 = 125\text{KW}$$

La cual, viene dada por el fabricante, ver ANEXO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL MÓDULO SOLAR E INVERSOR.

$$P_{\text{Paneles permitidos}} = P_{\text{máx}}/P_{\text{unitaria.módulo}} = 125\text{KW}/150\text{W} = 833 \text{ módulos} \rightarrow 124.950\text{W}$$

$$\left. \begin{array}{l} N_s \cdot U_{DC \text{ máx módulo}} > U_{DC \text{ mín inversor arranque}} \\ N_s \cdot U_{DC \text{ mín módulo}} > U_{DC \text{ mín inversor fdto}} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \rightarrow \\ \rightarrow \end{array}$$

$$U_{DC \text{ máx módulo}} = U_{oc}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta U^+ = 43\text{V} + (-6,4\text{V}) = 36,6 \text{ V}$$

$$U_{DC \text{ mín módulo}} = U_{mp}(25^{\circ}\text{C}) + \Delta U^- = 34\text{V} + (-6,4\text{V}) = 27,6 \text{ V}$$

$$\Delta U^- = \Delta \sigma \cdot (\Delta V / \Delta \sigma) \cdot N_{\text{células}} = (65 - 25^{\circ}\text{C}) \cdot (-2,22\text{mV}/^{\circ}\text{C} \cdot \text{células}) \cdot 72\text{células} = -6,4\text{V}/\text{módulo}$$

Los 65° son una estimación de la temperatura a la que se va a ver sometido el campo fotovoltaico.

$$\rightarrow N_s > U_{DC \text{ mín inversor arranque}} / U_{DC \text{ máx módulo}} = 400\text{V}/36,6\text{V} = 10,9$$

$$\rightarrow N_s > U_{DC \text{ mín inversor fdto}} / U_{DC \text{ mín módulo}} = 330\text{V}/27,6\text{V} = 11,95$$

Luego el número de módulos en serie debe cumplir que:

$$N_s > 11,95$$

Cálculo de los módulos permitidos conectados en serie para los puntos de máxima tensión en circuito abierto y máxima tensión en funcionamiento, ambas del inversor:

Módulo ATERSA A-150	Inversor SOLEIL MU-SIEL-100KW-V1
150Wp 72 células serie	100KW
$U_{oc}(25^{\circ}\text{C})= 43 \text{ V}$	$U_{DC \text{ máx inversor oc}} = 650 \text{ V}$
$U_{mp}(25^{\circ}\text{C})= 34 \text{ V}$	$U_{DC \text{ máx inversor fdto}} = 600\text{V}$

$$\left. \begin{array}{l} N_s \cdot U_{DC \text{ máx módulo}} < U_{DC \text{ máx inversor oc}} \\ N_s \cdot U_{DC \text{ mín módulo}} < U_{DC \text{ máx inversor fdt}} \end{array} \right\} \rightarrow$$

$$U_{DC \text{ máx módulo}} = U_{oc}(25^\circ\text{C}) + \Delta U^+ = 43\text{V} + 4\text{V} = 47\text{V}$$

$$U_{DC \text{ mín módulo}} = U_{mp}(25^\circ\text{C}) + \Delta U^- = 34\text{V} + 4\text{V} = 38\text{V}$$

$$\Delta U^+ = \Delta \sigma \cdot (\Delta V / \Delta \sigma) \cdot N_{\text{células}} = (0 - 25^\circ\text{C}) \cdot (-2,22\text{mV}/^\circ\text{C} \cdot \text{células}) \cdot 72\text{células} = 4\text{V}/\text{módulo}$$

$$\rightarrow N_s < U_{DC \text{ máx inversor oc}} / U_{DC \text{ máx módulo oc}} = 650\text{V} / 47\text{V} = 13,83$$

$$\rightarrow N_s < U_{DC \text{ máx inversor fdt}} / U_{DC \text{ máx módulo pmp}} = 600\text{V} / 38\text{V} = 15,8$$

Luego el número de módulos en serie según estas restricciones debe cumplir que:

$$N_s < 13,83$$

Por lo que nuestras restricciones son;

$$11,95 < N_s < 13,83$$

## 6) Ajuste potencia pico final

Puesto que la potencia nominal es de 100kW (potencia nominal del inversor) y hemos visto que la potencia pico máxima es de 125kWp (potencia del campo fotovoltaico), ajustaremos a ésta última la potencia máxima del campo, según el número de paneles serie que hemos calculado y sabiendo que la potencia de un módulo es de 150Wp, multiplicaremos el número de módulos serie a su potencia unitaria ( $12 \cdot 150 = 1800\text{Wp}$ ), este valor lo dividiremos entre la potencia del campo fotovoltaico posible, máxima (125kWp) y nos dará un número (69,4), el cuál deberemos ajustar al número entero inmediatamente inferior (69) y éste será el número de módulos paralelo.

Configuración elegida:

	Potencia próxima a 125kW		
<b>N<sub>s</sub> = 12</b>	<b>N<sub>p</sub> = 69</b>	<b>N<sub>T</sub> = 828</b>	<b>P = 124.200W</b>

Se han elegido 12 módulos serie, porque la situación sobre el terreno a estudiar es más modular y sencilla de diseñar. Puesto que 13 es un número primo, es decir, que no es múltiplo de ningún otro y por ello es más complicado un diseño con 13 módulos serie.

### 1.4.2 Cálculo de conductores

Todos los conductores son de cobre. El dimensionado de los cables (sección) debe cumplir las exigencias del Pliego de Condiciones del IDAE de manera que las caídas de tensión desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada de los inversores, CC (corriente

continua), para cualquier condición de trabajo deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte de CA (corriente alterna) para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable de CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE-21123.

#### Conductores en corriente continua:

$$S = 2 * L * I / C * (V_A - V_B)$$

L Longitud del cable [m]

I Intensidad [A]

C Conductividad [ $m/\Omega \cdot mm^2$ ]

( $C = 44 m/\Omega \cdot mm^2$  para el Cu a 90°C si el aislamiento es polietileno reticulado XLPE o etileno propileno EPR)

( $C = 48 m/\Omega \cdot mm^2$  para el Cu a 70°C si el aislamiento es Policloruro de vinilo PVC)

$V_A - V_B$  Caída máxima de tensión [V]

#### Conductores en corriente alterna:

$$S = L * I * \cos\phi / C * (V_A - V_B)$$

L Longitud del cable [m]

I Intensidad [A]

C Conductividad [ $m/\Omega \cdot mm^2$ ] ( $C = 44 m/\Omega \cdot mm^2$  para el Cu a 90°C)

$V_A - V_B$  Caída máxima de tensión [V]

#### Líneas entre subcampos y armario de continua de cada subcampo

Por estos conductores circulará corriente continua, luego:

$$S = 2 * L * I / C * (V_A - V_B)$$

L = 20m (Mayor distancia existente entre módulos y armario de continua)

I =  $I_{cc,del\ módulo} = 4,80 A$

$V_A - V_B = 1,5\%$  de la tensión del punto de máxima potencia  $34 V * 12$  módulos en serie  
 $= 408 V \rightarrow 6,12V$

$$S = 2 * 20 * 4,80 / 44 * 6,12 = 0,71 \text{ mm}^2$$

Se elegirá una sección de  $6\text{mm}^2$  para admitir la corriente y para no tener pérdidas por el tendido eléctrico.

Se acude a la ITC BT 07 (Redes subterráneas para distribución en baja tensión) del REBT:

- Acudimos a la **Tabla 12**. *Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente  $40^\circ\text{C}$ )*. Intensidad máxima admisible según la Tabla 12, para un aislamiento de Polietileno Reticulado XLPE (2 cables unipolares) = 46 A, superior a los 4,80 A de corriente de cortocircuito.
- Corrección de la intensidad máxima admisible por efecto de la temperatura, **Tabla 13**. *Coefficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta de  $40^\circ\text{C}$* . Para esta corrección se ha realizado la siguiente hipótesis.

Según la norma UNE 20-435-90/2 en su apartado 3.1.2.1.5 Para cables instalados al aire en canalizaciones no rellenas. (Como en el caso que nos ocupa de cables de CC instalados en canalizaciones de PVC por encima del suelo). Cuando los cables están instalados en canalizaciones no rellenas como pueden ser canaletas enterradas o galerías subterráneas, sin renovación de aire, por el efecto térmico de los cables instalados en su interior la temperatura ambiente interior se incrementa, debiendo por ello aplicarse un factor de reducción a las intensidades admisibles por los cables. El incremento de la temperatura ambiente es:

$$\Delta\theta = \frac{W_{TOT}}{3p}$$

donde

$W_{TOT}$  es la potencia total disipada dentro de la canalización, por metro de longitud.

$p$  es la parte del perímetro de la canalización que participa en la disipación del calor. No debe incluirse por lo tanto ninguna parte del perímetro expuesto a los rayos solares

Luego:

$$W_{TOT} = n^\circ \text{ cables} \cdot R \cdot I^2$$

$$R = \frac{\rho}{S} = \frac{1}{C \cdot S} = \frac{1}{44\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot \frac{1}{6\text{mm}^2} = 3,78 \cdot 10^{-3} \Omega / \text{m}$$

El número de cables se refiere a la cantidad de cables que se encuentran alojados en la canaleta.

En el caso más desfavorable, paneles de 96 módulos, con distribuidos en series de 12 módulos serie y 8 en paralelo, vemos que tenemos 8 cables de signo (-) y 8 cables de signo (+). Los cuales suman 16 cables que van por la canalización.

La corriente I, es la que circula por cada uno de los cables:

$$I = I_{cc,del\ módulo} = 4,80\ A$$

$$W_{TOT} = 16 \cdot R \cdot I^2 = 16 \cdot 3,78 \cdot 10^{-3} \cdot 4,80^2 = 1,3934\ W/m$$

Se ha elegido una canaleta de 50\*75 mm en la que alojar los cables. Ver ANEXO V. CANALETAS Y CABLES.

Si se tiene un cable de 6mm<sup>2</sup>. Sabiendo que la sección de una circunferencia es  $\pi \cdot r^2$ .  $S=6=\pi \cdot r^2$ . Luego  $r=1.38mm$ .

Si hay 16 cables.  $16 \cdot \text{Diámetro} = 16 \cdot 1.38 \cdot 2 = 44,16mm$  son la longitud de los cables distribuidos en horizontal sobre el suelo.

Luego se puede coger una canaleta de 50\*75mm porque caben todos los cables.

El perímetro que cumple los requisitos de la norma será:

$$p = 50 + 75 = 125mm$$

Este valor del perímetro es la superficie del suelo de la canaleta más un lado que esté a la sombra, es decir dos de los cuatro lados que están a la sombra durante las distintas horas del sol del día, según la norma UNE 20-435-90/2 en su apartado 3.1.2.1.5.

Luego queda:

$$\Delta\theta = \frac{W_{TOT}}{3p} = \frac{1,3934W/m}{3 \cdot 125mm} = 3,7157W$$

La temperatura que se tiene para entrar en la tabla 13 de la ITC-BT-07 es  $40 + 3,7157 \approx 44^\circ C$ . (La temperatura ambiente de referencia en España es  $40^\circ C$ ). Deberemos coger  $45^\circ C$  que es el valor inmediatamente superior. De esta manera, sobredimensionaremos en algo más de  $1^\circ C$  este cableado, aspecto muy conveniente.

De tal manera que entrando en la tabla 13 de la ITC-BT-07 a temperatura de servicio de 90°C (por ser XLPE) y a temperatura ambiente de 45°C (la calculada) se obtiene que el factor a utilizar será de 0,91. De tal forma que la corriente será  $46 \cdot 0,91 = 41,86$  A que es claramente mayor que los 4,80 A que circulan por el cable.

- A continuación tendremos en cuenta el coeficiente por tener los cables bajo tubo. Tomaremos un factor de 0,8, como indica la ITC-BT-07 por el hecho de ir bajo tubo o en canalización. Luego el cable admitirá:  $41,86 \cdot 0,8 = 33,488$  A que sigue siendo claramente superior a los 4,80 A que circulan por el conductor.

Por lo tanto la sección calculada de  $6 \text{ mm}^2$  es válida para la conducción de las líneas entre subcampos y armario de continua de cada subcampo.

#### Línea desde el armario de continua de cada subcampo hasta el armario principal de continua

Por estos conductores circulará corriente continua, luego:

$$S = 2 * L * I / C * (V_A - V_B)$$

$L = 77,6 \text{ m}$  (Distancia entre el armario de continua más lejano del principal, subcampo 8)  
 $I = 8 \times I_{\text{cc, del módulo}} = 8 \times 4,80 = 38,4$  A (En los subcampos 1,2,3,4,5,6,7 y 8 se tienen 8 grupos de 12 módulos en serie).

Con este caso más desfavorable, dimensionamos también el cable para el subcampo 9 que consta de 5 grupos de 12 módulos en serie.

$V_A - V_B = 1,5\%$  de la tensión del punto de máxima potencia  $34 \text{ V} * 12$  módulos en serie  
 $= 408 \text{ V} \rightarrow 6,12 \text{ V}$

$$S = 2 * 77,6 * 38,4 / 44 * 6,12 = 22,13 \text{ mm}^2$$

Luego la sección normalizada inmediatamente superior es de  $25 \text{ mm}^2$ .

Se acude a la ITC BT 07 (Redes subterráneas para distribución en baja tensión) del REBT:

- Acudimos a la **Tabla 12**. *Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente 40°C)*. Intensidad máxima admisible según la Tabla 12, para un aislamiento de Polietileno Reticulado XLPE (2 cables unipolares) = 120 A, superior a los 38,4 A de corriente de cortocircuito.
- Corrección de la intensidad máxima admisible por efecto de la temperatura, **Tabla 13**. *Coeficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta de 40°C*. Para esta corrección se ha realizado la siguiente hipótesis.

Según la norma UNE 20-435-90/2 en su apartado 3.1.2.1.5 Para cables instalados al aire en canalizaciones no rellenas. (Como en el caso que nos ocupa de cables de CC instalados en canalizaciones de PVC por encima del suelo). Cuando los cables están instalados en canalizaciones no rellenas como pueden ser canaletas enterradas o galerías subterráneas, sin renovación de aire, por el efecto térmico de los cables instalados en su interior la temperatura ambiente interior se incrementa, debiendo por ello aplicarse un factor de reducción a las intensidades admisibles por los cables. El incremento de la temperatura ambiente es:

$$\Delta\theta = \frac{W_{TOT}}{3p}$$

donde

$W_{TOT}$  es la potencia total disipada dentro de la canalización, por metro de longitud.

$p$  es la parte del perímetro de la canalización que participa en la disipación del calor. No debe incluirse por lo tanto ninguna parte del perímetro expuesto a los rayos solares

Luego:

$$W_{TOT} = n^{\circ} \text{ cables} \cdot R \cdot I^2$$

$$R = \frac{\rho}{S} = \frac{1}{C \cdot S} = \frac{1}{44m/\Omega \cdot mm^2} \cdot \frac{1}{25mm^2} = 9,091 \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

El número de cables se refiere a la cantidad de cables que se encuentran alojados en la canaleta.

Se tienen 9 subcampos cada uno con un (+) y un (-). Luego el número de cables que se tienen en la canalización, en el caso más desfavorable es de 18 cables.

La corriente  $I$ , es la que circula por cada uno de los cables:

$$I = 8 \times I_{cc, \text{del módulo}} = 38,4 \text{ A}$$

$$W_{TOT} = 18 \cdot R \cdot I^2 = 18 \cdot 9,091 \cdot 10^{-4} \cdot 38,4^2 = 24,13 \text{ W/m}$$

Se ha elegido una canaleta de 60\*150 mm en la que alojar los cables. Ver ANEXO V. CANALETAS Y CABLES.

Si se tiene un cable de  $25\text{mm}^2$ . Sabiendo que la sección de una circunferencia es  $\pi \cdot r^2$ .  $S=25=\pi \cdot r^2$ . Luego  $r=2.82\text{mm}$ .

Si hay 18 cables.  $18 \cdot \text{Diámetro} = 18 \cdot 2,82 \cdot 2 = 101,52\text{mm}$  son la longitud de los cables distribuidos en horizontal sobre el suelo.

Luego se puede coger una canaleta de  $60 \cdot 150\text{mm}$  porque caben todos los cables.

El perímetro que cumple los requisitos de la norma será:

$$p = 60 + 150 = 210\text{mm}$$

Este valor del perímetro es la superficie del suelo de la canaleta más un lado que esté a la sombra, es decir dos de los cuatro lados que están a la sombra durante las distintas horas del sol del día, según la norma UNE 20-435-90/2 en su apartado 3.1.2.1.5.

Luego queda:

$$\Delta\theta = \frac{W_{TOT}}{3p} = \frac{24,13\text{W}/m}{3 \cdot 210\text{mm}} = 0,038\text{W}$$

La temperatura que se tiene para entrar en la tabla 13 de la ITC-BT-07 será de  $40^\circ\text{C}$  puesto que el incremento es despreciable, porque no llega ni a un incremento de  $0,05^\circ\text{C}$ .

De tal manera que entrando en la tabla 13 de la ITC-BT-07 a temperatura de servicio de  $90^\circ\text{C}$  (por ser XLPE) y a temperatura ambiente de  $40^\circ\text{C}$  se obtiene que el factor a utilizar será de 1. De tal forma que la corriente seguirá siendo 120 A.

- A continuación tendremos en cuenta el coeficiente por tener los cables bajo tubo. Tomaremos un factor de 0,8, como indica la ITC-BT-07 por el hecho de ir bajo tubo o en canalización. Luego el cable admitirá:  $120 \cdot 0,8 = 96\text{ A}$  que es claramente superior a los  $38,4\text{ A}$  que circulan por el conductor.

Por lo tanto la sección calculada de  $25\text{ mm}^2$  es válida para la conducción de la línea desde el armario de continua de cada subcampo hasta el armario principal de continua.

#### Línea entre el armario principal de continua y el inversor

Por estos conductores circulará corriente continua, luego:

$$S = 2 * L * I / C * (V_A - V_B)$$

$L = 20\text{m}$  (Distancia entre la caja de continua y el inversor)

$$I = N_p \times I_{cc, \text{del módulo}} = 69 \times 4,80 = 331,2 \text{ A}$$

$$V_A - V_B = 1,5\% \text{ de la tensión del punto de máxima potencia } 34 \text{ V} * 12 \text{ módulos en serie} \\ = 408 \text{ V} \rightarrow 6,12 \text{ V}$$

$$S = 2 * 20 * 331,2 / 44 * 6,12 = 49,20 \text{ mm}^2$$

Primero elegimos la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada. Son  $50 \text{ mm}^2$ .

Se acude a la ITC BT 07 (Redes subterráneas para distribución en baja tensión) del REBT:

- Acudimos a la **Tabla 12. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente  $40^\circ\text{C}$ )**. Intensidad máxima admisible según la Tabla 12, para un aislamiento de Polietileno Reticulado XLPE (2 cables unipolares) = 180 A, inferior a los 331,2 A de corriente de cortocircuito.

Como no cumple el criterio de máxima corriente admisible, se buscará un cable que tenga una corriente admisible, visiblemente superior a la exigida.

Para tal caso, elegiremos un cable de sección  $185 \text{ mm}^2$  que tiene una corriente máxima admisible de 450 A.

Se elige dicha sección por que con un cable de  $120 \text{ mm}^2$  o una sección de  $150 \text{ mm}^2$  que son los cables normalizados inmediatamente inferiores, se tiene una corriente máxima admisible de 335 A y 385 A, respectivamente y como hay que aplicar coeficientes de corrección, simplemente utilizando el factor de 0,8 por ir en canalización o bajo tubo, la práctica nos muestra que no será válido por ser menor a los 331,2 A requeridos para el aislamiento.

- Acudimos a la **Tabla 12. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente  $40^\circ\text{C}$ )**. Intensidad máxima admisible según la Tabla 12, para un aislamiento de Polietileno Reticulado XLPE (2 cables unipolares) = 450 A, superior a los 331,2 A de corriente de cortocircuito.
- Corrección de la intensidad máxima admisible por efecto de la temperatura, **Tabla 13. Coeficiente de corrección  $F$  para temperatura ambiente distinta de  $40^\circ\text{C}$** . Para esta corrección se ha realizado la siguiente hipótesis.

Según la norma UNE 20-435-90/2 en su apartado 3.1.2.1.5 Para cables instalados al aire en canalizaciones no rellenas. (Como en el caso que nos ocupa de cables de CC instalados en canalizaciones de PVC sobre pared interior). Cuando los cables están instalados en canalizaciones no rellenas como pueden ser canaletas enterradas o galerías subterráneas, sin renovación de aire, por el

efecto térmico de los cables instalados en su interior la temperatura ambiente interior se incrementa, debiendo por ello aplicarse un factor de reducción a las intensidades admisibles por los cables. El incremento de la temperatura ambiente es:

$$\Delta\theta = \frac{W_{TOT}}{3p}$$

donde

$W_{TOT}$  es la potencia total disipada dentro de la canalización, por metro de longitud.

$p$  es la parte del perímetro de la canalización que participa en la disipación del calor. No debe incluirse por lo tanto ninguna parte del perímetro expuesto a los rayos solares.

Luego:

$$W_{TOT} = n^{\circ} \text{ cables} \cdot R \cdot I^2$$

$$R = \frac{\rho}{S} = \frac{1}{C \cdot S} = \frac{1}{44m/\Omega \cdot mm^2} \cdot \frac{1}{185mm^2} = 0,1228 \cdot 10^{-3} \Omega/m$$

El número de cables se refiere a la cantidad de cables que se encuentran alojados en la canaleta.

En este caso, tenemos el cable (+) y (-) del cableado de continua, por lo que por la canaleta tenemos 2 cables.

La corriente  $I$ , es la que circula por cada uno de los cables:

$$I = N_p \times I_{cc, \text{del módulo}} = 69 \times 4,80 = 331,2 \text{ A}$$

$$W_{TOT} = 2 \cdot R \cdot I^2 = 2 \cdot 0,1228 \cdot 10^{-3} \cdot 331,2^2 = 26,94 \text{ W/m}$$

Se ha elegido una canaleta de 50\*75 mm en la que alojar los cables. Ver ANEXO V. CANALETAS Y CABLES.

Si se tiene un cable de 185 mm<sup>2</sup>. Sabiendo que la sección de una circunferencia es  $\pi \cdot r^2$ .  $S=185=\pi \cdot r^2$ . Luego  $r=7,67\text{mm}$ .

Si hay 2 cables.  $2 \cdot \text{Diámetro} = 2 \cdot 7,67 \cdot 2 = 30,68\text{mm}$  es la longitud de los cables distribuidos en horizontal sobre el suelo.

Luego se puede coger una canaleta de 50\*75mm porque caben todos los cables.

El perímetro que cumple los requisitos de la norma, es decir todos los lados no expuestos al sol, en este caso los cuatro lados de la canaleta, será:

$$p = 2*50+2*75 = 250\text{mm}$$

Este valor del perímetro es la superficie anclada a la pared de la canaleta, más la tapa, más los dos lados que están a la sombra por ir dentro del edificio, según la norma UNE 20-435-90/2 en su apartado 3.1.2.1.5.

Luego queda:

$$\Delta\theta = \frac{W_{TOT}}{3p} = \frac{26,94W/m}{3 \cdot 250\text{mm}} = 0,036W$$

La temperatura que se tiene para entrar en la tabla 13 de la ITC-BT-07 es  $40+0,036$ . Elegiremos  $41^{\circ}\text{C}$  para sobredimensionar la instalación. (La temperatura ambiente de referencia en España es  $40^{\circ}\text{C}$ ).

Puesto que  $41^{\circ}\text{C}$  no es un dato tabulado, debemos calcular el factor por temperatura según la fórmula que se nos ofrece en dicha ITC:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - 40}}$$

siendo:

$\theta_s$  La temperatura máxima de servicio, que para el XLPE es de  $90^{\circ}\text{C}$

$\theta_a$  La temperatura del aire ambiente, que en este caso son los  $41^{\circ}\text{C}$

Luego:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - 40}} = \sqrt{\frac{90 - 41}{90 - 40}} = 0,99$$

De tal manera que según la fórmula de la ITC-BT-07 a temperatura de servicio de  $90^{\circ}\text{C}$  (por ser XLPE) y a temperatura ambiente de  $41^{\circ}\text{C}$  (la calculada) se obtiene que el factor a utilizar será de 0,99. De tal forma que la corriente será  $450 \cdot 0,99 = 445,5$  A que es notoriamente mayor que los  $331,2$  A que circulan por el cable.

- A continuación tendremos en cuenta el coeficiente por tener los cables bajo tubo. Tomaremos un factor de 0,8, como indica la ITC-BT-07 por el hecho de ir bajo tubo o en canalización. Luego el cable admitirá:  $445,5 \cdot 0,8 = 356,4$  A que sigue siendo superior a los 331,2 A que circulan por el conductor.

Por lo tanto la sección calculada de  $185 \text{ mm}^2$  es válida para la conducción de la línea entre el armario principal de continua y el inversor.

#### Línea en corriente alterna desde el inversor hasta la línea de la empresa distribuidora

Se empleará la siguiente fórmula:

$$S = L \cdot I \cdot \cos\phi / C \cdot (V_A - V_B)$$

$L = 140\text{m}$  (Distancia desde el inversor hasta la línea de la empresa distribuidora)

$I = I_n \text{ del inversor} = 145\text{A}$

$V_A - V_B = 2\%$  de la tensión nominal de red 400 Vca  $\rightarrow 8$  V

$\cos\phi = 1$

$$S = 140 \cdot 145 \cdot 1 / 44 \cdot 8 = 57,67 \text{ mm}^2$$

Se elige una sección que admita la corriente que circulará.

Primero elegimos la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada. Son  $70 \text{ mm}^2$ .

Se acude a la ITC BT 07 del REBT (Redes subterráneas para distribución en baja tensión) por ser parte de una instalación de producción de energía:

- Acudimos a la **Tabla 12. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente  $40^\circ\text{C}$ )**. Intensidad máxima admisible según la Tabla 12, para un aislamiento de Polietileno Reticulado XLPE (2 cables unipolares) = 230 A, superior a los 145 A de corriente de cortocircuito.
- Corrección de la intensidad máxima admisible por efecto de la temperatura, **Tabla 13. Coeficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta de  $40^\circ\text{C}$** . Para esta corrección se ha realizado la siguiente hipótesis.

Según la norma UNE 20-435-90/2 en su apartado 3.1.2.1.5 Para cables instalados al aire en canalizaciones no rellenas. (Como en el caso que nos ocupa de cables de CA instalados en canalizaciones de PVC sobre pared interior). Cuando los cables están instalados en canalizaciones no rellenas como pueden ser canaletas enterradas o galerías subterráneas, sin renovación de aire, por el efecto térmico de los cables instalados en su interior la temperatura ambiente interior se incrementa, debiendo por ello aplicarse un factor de reducción a las intensidades admisibles por los cables. El incremento de la temperatura ambiente es:

$$\Delta\theta = \frac{W_{TOT}}{3p}$$

donde

$W_{TOT}$  es la potencia total disipada dentro de la canalización, por metro de longitud.

$p$  es la parte del perímetro de la canalización que participa en la disipación del calor. No debe incluirse por lo tanto ninguna parte del perímetro expuesto a los rayos solares.

Luego:

$$W_{TOT} = n^{\circ} \text{ cables} \cdot R \cdot I^2$$

$$R = \frac{\rho}{S} = \frac{1}{C \cdot S} = \frac{1}{44m/\Omega \cdot mm^2} \cdot \frac{1}{70mm^2} = 0,3247 \cdot 10^{-3} \Omega/m$$

El número de cables se refiere a la cantidad de cables que se encuentran alojados en la canaleta.

En este caso, tenemos el cable (+) y (-) del cableado de alterna, por lo que por la canaleta tenemos 2 cables.

La corriente  $I$ , es la que circula por cada uno de los cables:

$$I = I_n \text{ del inversor} = 145A$$

$$W_{TOT} = 2 \cdot R \cdot I^2 = 2 \cdot 0,3247 \cdot 10^{-3} \cdot 145^2 = 13,65 \text{ W/m}$$

Se ha elegido una canaleta de 50\*75 mm en la que alojar los cables. Ver ANEXO V. CANALETAS Y CABLES.

Si se tiene un cable de 70 mm<sup>2</sup>. Sabiendo que la sección de una circunferencia es  $\pi \cdot r^2$ .  $S=70=\pi \cdot r^2$ . Luego  $r=4,72mm$ .

Si hay 2 cables. 2\*Diámetro=2\*4,72\*2= 18,88mm es la longitud de los cables distribuidos en horizontal sobre el suelo.

Luego se puede coger una canaleta de 50\*75mm porque caben todos los cables.

El perímetro que cumple los requisitos de la norma, es decir todos los lados no expuestos al sol, en este caso los cuatro lados de la canaleta, será:

$$p = 2 \cdot 50 + 2 \cdot 75 = 250mm$$

Este valor del perímetro es la superficie anclada a la pared de la canaleta, más la tapa, más los dos lados que están a la sombra por ir dentro del edificio, según la norma UNE 20-435-90/2 en su apartado 3.1.2.1.5.

Luego queda:

$$\Delta\theta = \frac{W_{TOT}}{3p} = \frac{13,65W/m}{3 \cdot 250mm} = 0,0182W$$

La temperatura que se tiene para entrar en la tabla 13 de la ITC-BT-07 es  $40+0,0182$ . Elegiremos  $41^{\circ}\text{C}$  para sobredimensionar la instalación. (La temperatura ambiente de referencia en España es  $40^{\circ}\text{C}$ ).

Puesto que  $41^{\circ}\text{C}$  no es un dato tabulado, debemos calcular el factor por temperatura según la fórmula que se nos ofrece en dicha ITC:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - 40}}$$

siendo:

$\theta_s$  La temperatura máxima de servicio, que para el XLPE es de  $90^{\circ}\text{C}$

$\theta_a$  La temperatura del aire ambiente, que en este caso son los  $41^{\circ}\text{C}$

Luego:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - 40}} = \sqrt{\frac{90 - 41}{90 - 40}} = 0,99$$

De tal manera que según la fórmula de la ITC-BT-07 a temperatura de servicio de  $90^{\circ}\text{C}$  (por ser XLPE) y a temperatura ambiente de  $41^{\circ}\text{C}$  (la calculada) se obtiene que el factor a utilizar será de 0,99. De tal forma que la corriente será  $230 \cdot 0,99 = 227,7$  A que es notoriamente mayor que los 145 A que circulan por el cable.

- A continuación tendremos en cuenta el coeficiente por tener los cables bajo tubo. Tomaremos un factor de 0,8, como indica la ITC-BT-07 por el hecho de ir bajo tubo o en canalización. Luego el cable admitirá:  $227,7 \cdot 0,8 = 182,16$  A que sigue siendo superior a los 145 A que circulan por el conductor.

Por lo tanto la sección calculada de  $70 \text{ mm}^2$  es válida para la conducción de la línea en corriente alterna desde el inversor hasta la línea de la empresa distribuidora.

Resumen:

<b>Conductor entre</b>	<b>Aislamiento</b>	<b>Metros cable unipolar</b>	<b>Metros totales</b>	<b>Sección</b>
<b>líneas entre subcampos y armario de continua de cada subcampo.</b>	XLPE	2 cables unipolar de 20m por cada uno de los 9 paneles	180 m	6 mm <sup>2</sup>
<b>Línea desde el armario de continua de cada subcampo hasta el armario principal de continua</b>	XLPE	2 cables unipolares (cortados) de 660m	1320 m	25 mm <sup>2</sup>
<b>línea entre el armario principal de continua y el inversor</b>	XLPE	2 cables unipolares de 20m	40 m	185 mm <sup>2</sup>
<b>Inversor y empresa distribuidora (ca)</b>	XLPE	4 cables unipolares de 140m	560 m	70 mm <sup>2</sup>

Conductor de protección

Según el ITC-BT-18 *Instalaciones de puesta a tierra*, se aplicará lo indicado en la Norma UNE 20.460 -5-54, en su apartado 543.1.1.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

En otros casos reciben igualmente el nombre de conductores de protección aquellos conductores que unen las masas:

- Al neutro de la red.
- A un relé de protección

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla 2 de la ITC-BT-18 del Reglamento electrotécnico de baja tensión.

Por lo que se establece que para los conductores de protección que estén constituidos por el mismo metal que los conductores de fase, como es el caso, tendrán una sección mínima, según la **Tabla 2.** de dicha instrucción.

**Tabla 2.** Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Sección de los conductores de Fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los Conductores de protección $S_p$ (mm <sup>w</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Por lo que para cada parte de la instalación tendremos las siguientes secciones de cable de protección. Suponemos que la toma de tierra está en el cuadro general.

Resumen:

Conductores de puesta a tierra	Aislamiento	Metros totales	Sección
<b>Puesta a tierra de los paneles fotovoltaicos</b>	XLPE	180 m	Como $S \leq 16$ $6 \text{ mm}^2$ $S_p = S =$ <b><math>6 \text{ mm}^2</math></b>
<b>Puesta a tierra entre el armario de continua de cada subcampo hasta el armario principal de continua</b>	XLPE	1320 m	Como $16 < S \leq 35$ $25 \text{ mm}^2$ $S_p = 16 =$ <b><math>16 \text{ mm}^2</math></b>
<b>Puesta a tierra entre el armario principal de continua y el inversor</b>	XLPE	40 m	Como $S > 35$ $185 \text{ mm}^2$ $S_p = S/2 =$ <b><math>95 \text{ mm}^2</math></b>
<b>Puesta a tierra entre el inversor y empresa distribuidora (ca)</b>	XLPE	560 m	Como $S > 35$ $70 \text{ mm}^2$ $S_p = S/2 =$ <b><math>35 \text{ mm}^2</math></b>

Si la aplicación de la tabla condujese a valores no normalizados, se han de utilizar conductores que tengan la sección normalizada superior más próxima.

Los conductores de protección deben estar convenientemente protegidos contra deterioros mecánicos, químicos y electroquímicos y contra los esfuerzos electrodinámicos.

Las conexiones deben ser accesibles para la verificación y ensayos, excepto en el caso de las efectuadas en cajas selladas con material de relleno o en cajas no desmontables con juntas estancas.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección, aunque para los ensayos podrán utilizarse conexiones desmontables mediante útiles adecuados.

Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección, con excepción de las envolventes montadas en fábricas o canalizaciones prefabricadas mencionadas anteriormente.

### 1.4.3 Cálculo de las protecciones

La instalación será diseñada de modo que cumpla el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y el RD 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Además, se consideran las especificaciones (actualmente no existe legislación específica, a parte del REBT, referente a la seguridad aplicable a instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red) recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la central fotovoltaica.

En concreto en la instalación se tomarán las siguientes medidas:

- Los conductores (secciones y aislamiento) serán calculados para cumplir (en exceso) el REBT.
- Los conductores de corriente alterna estarán protegidos mediante fusibles y magnetotérmicos contra sobreintensidades.
- El cálculo de las secciones cumplirá las disposiciones del REBT. Además las secciones serán tales que las pérdidas totales máximas sean inferiores al 5%.
- Los conductores del campo fotovoltaico se dotarán de fusibles seccionadores en cada una de las líneas que vienen del campo FV y en la línea total al inversor. Además se situarán diodos antiparalelo en cada línea del campo (ya vienen integrados). En operaciones de mantenimiento (únicamente a realizar por personal especializado) es necesario advertir que, aunque se abran los fusibles seccionadores, pueden aparecer tensiones entre los terminales positivos y negativos de las líneas de los campos fotovoltaicos.
- La estructura y marco de los módulos fotovoltaicos estarán conectadas a tierra de acuerdo con el REBT (ITC-BT-18): Puesta a tierra) y tal como exige el RD 1663/2000. La conexión a tierra de la estructura soporte ofrecerá por un lado una buena protección contra sobrecargas atmosféricas y por otro lado una superficie equipotencial que previene ante contactos indirectos (en el caso de que uno de los polos activos del campo fotovoltaico presente un contacto de defecto con la estructura, si ésta está puesta a tierra se evitan daños por contacto de una persona con la estructura).
- El inversor utilizado evitará que se puedan poner en contacto los conductores de corriente DC con los conductores de corriente AC (aislamiento galvánico).

Además de lo mencionado anteriormente, la parte de la instalación de corriente alterna se realizará de acuerdo con la normativa aplicable en concreto:

- La instalación estará protegida contra contactos directos, según las medidas a), b) y c) del apartado 1 del ITC-BT-24 del REBT. Incluirá una combinación de tres tipos de protecciones: alejamiento de las partes activas de la instalación junto con una interposición de obstáculos que impiden todo contacto accidental con las partes activas y recubrimiento de las partes activas con aislamiento apropiado. Se utilizarán cajas aislantes e inaccesibles para todas las conexiones. Los conductores estarán aislados mediante canaleta de cualquier contacto. Las partes metálicas utilizadas para impedir cualquier contacto accidental con las partes activas estarán protegidas contra contactos indirectos.
- La instalación estará protegida contra contactos directos, según las medidas indicadas en el apartado 2 del ITC-BT-24 del REBT. En concreto, para los circuitos de corriente alterna se ha utilizado la medida de protección de la clase B "*Puesta a tierra de las masas y dispositivos de corte por intensidad de defecto*".

Todas las partes metálicas y masas de la instalación, tanto de la parte de continua como de la parte de alterna, están conectadas a una única tierra, que además es independiente del neutro de la línea de distribución, de acuerdo con el REBT y el artículo 11 del RD 1663/2000.

La instalación incluye los siguientes sistemas de protección:

1. Interruptor general manual, que es un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
2. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.
3. Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
4. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
5. Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones a las que hacen referencia los artículos 6 (Conexión a la red y primera verificación) y 7 Obligaciones del titular de la instalación) del RD 1663/2000.
6. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica es automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

7. Se integran en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, y las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizados por éste.

Se dispone adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, ya que se cumplen las siguientes condiciones:

- a) Las funciones son realizadas mediante un contactor cuyo rearme es automático, una vez se restablezcan las condiciones nominales de suministro de la red.
- b) El contactor, gobernado normalmente por el inversor, puede ser activado manualmente.
- c) El estado del contactor ("on/off"), está señalizado con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
- d) El fabricante del inversor certifica (ver anexo):
  1. Los valores de tara de tensión
  2. Los valores de tara de frecuencia
  3. El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc).
  4. Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

#### **1.4.4 Sistema eléctrico y de control**

El sistema eléctrico y de control cumplirá con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en todos aquellos puntos que sean de aplicación. Los cuadros están diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

El usuario estará protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

#### **1.4.5 Protección contra rayos e instalación de puesta a tierra**

La instalación contra rayos y puesta a tierra se construirá según normas y reglas VDE y DIN, aplicando piezas de construcción según normas DIN48801 hasta 48852. Se dejará completa y lista para el servicio.

Además de todas estas medidas de protección se tomarán todas aquellas medidas que sean necesarias para conseguir hacer de la instalación una instalación intrínsecamente segura contra el daño a las personas y a los equipos que la componen, se contará con las protecciones

que incorporará el inversor fotovoltaico para la conexión a red. Los fabricantes de estos equipos cumplirán con las normativas europeas vigentes.

La instalación cumple con el artículo 12 del RD 1663/2000 que dice:

*“... Artículo 12. Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.*

*La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la red del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro...”*

El inversor incorpora protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um respectivamente, donde Um es la tensión nominal entre fase y neutro de la línea de distribución):

Además, el inversor incorpora un transformador para el aislamiento galvánico.

#### **1.4.6 Conexión a red**

La conexión a red de esta instalación cumple con lo dispuesto en el RD 1663/2000 en sus artículo 8 y 9.

1. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaica que se refiere el presente Real Decreto no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que, de acuerdo con la disposición necesarias para ello o, en su caso, llegar a un acuerdo sobre este aspecto con la empresa distribuidora. Asimismo, el funcionamiento de esta instalación no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
2. En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de las líneas, la instalación fotovoltaica no deberá mantener tensión en la línea de distribución (protección de no operación en modo isla contenida en el inversor).

3. Las condiciones de conexión a la red se fijarán en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con objeto de evitar efectos perjudiciales a los usuarios con cargas sensibles.
4. Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se han tenido en cuenta la capacidad de transporte de la línea, la potencia instalada en los centros de transformación y las distribuciones en diferentes fases de generadores en régimen especial provistos de inversores trifásicos.
5. En el circuito de generación hasta el equipo de medida no existe ningún elemento intercalado de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

La potencia nominal de la instalación fotovoltaica a conectar a la red de distribución es superior a 5kW, por lo que la conexión ha de ser trifásica. Dicha conexión se realiza mediante 1 inversor trifásico de 100kW nominales.

En la conexión de la instalación fotovoltaica, la variación de tensión provocada por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica no será superior al 5 por 100 y no deberá provocar, en ningún usuario de los conectados a la red, la superación de los límites indicados en el Reglamento electrotécnico de baja tensión.

El factor de potencia de la energía suministrada a la empresa distribuidora será lo más próximo a la unidad.

#### **1.4.7 Medidas y facturación**

La medida y facturación de esta instalación se realizará según lo dispuesto en el RD 1663/2000 en su artículo 10. En concreto:

1. Los consumos eléctricos en el mismo emplazamiento que la instalación fotovoltaica se han situado en circuitos independientes de los circuitos eléctricos de dicha instalación fotovoltaica y de sus equipos de medida. La medida de tales consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación.
2. La instalación dispone de un contador de salida. Entre el contador de salida y el interruptor general se ha instalado un contador de entrada. La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora.

El instalador autorizado solo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora. No obstante, en caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la empresa eléctrica, siendo en este caso obligatorio informar a la empresa distribuidora con carácter inmediato.

La colocación de los contadores y de los equipos de medida y las condiciones de seguridad están de acuerdo a la ITC–BT–12. Los puestos de los contadores estarán señalizados de forma indeleble, de manera que la asignación al titular de la instalación quede patente sin lugar a confusión. Además estará indicado si se trata de un contador de entrada de energía procedente de la empresa distribuidora o de un contador de salida de energía de la instalación fotovoltaica. Los contadores estarán ajustados a la normativa metrológica vigente y su precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la clase 2, regulada por el Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento para la aprobación de modelo y verificación primitiva de contadores de uso corriente (clase 2) en conexión directa, nueva, a tarifa simple o a tarifas múltiples, destinadas a la medida de la energía en corriente monofásica o polifásica de frecuencia 50 Hz.

1. Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50 por 100 de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.

Cuando el titular de la instalación se acoja al modo de facturación que tiene en cuenta el precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica, definido en el apartado 1 del artículo 24 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, serán de aplicación el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, y sus disposiciones de desarrollo.

#### **1.4.8 Armónicos y compatibilidad electromagnética**

La generación de armónicos y la compatibilidad electromagnética de esta instalación cumplen con lo dispuesto en el RD 1663/2000 en su artículo 13.

Los niveles de emisión e inmunidad cumplen con el reglamento vigente, incluyéndose en la documentación de solicitud los certificados que así lo acrediten.

#### **1.4.9 Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador**

En este apartado se va proceder al cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

Como se ve en los planos adjuntos (ver PLANO 3. DISPOSICIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS EN AZOTEA) los planos se encuentran desviados 10° al Oeste de su posición óptima, debido a que no cabrían en otra disposición para una potencia tan elevada que conlleva tanto espacio.

Las pérdidas por orientación distinta de la Sur son de 0,05% por grado de desviación. Como tenemos una desorientación de 10° Oeste se producirán unas pérdidas de aproximadamente el 0,5% de la producción óptima.

#### **1.4.10 Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras**

##### **Objetivo.**

Se pretende obtener el cálculo de pérdidas de radiación solar que experimenta el campo fotovoltaico debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre el campo fotovoltaico de no existir sombra alguna.

##### **Descripción del método.**

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

##### **Obtención del perfil de obstáculos.**

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).

##### **Representación del perfil de obstáculos.**

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año. Dicha trayectoria se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número.

##### **Selección de la tabla de referencia para los cálculos.**

Cada una de las porciones de la figura antes descrita representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 (cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras) de los anexos del pliego de condiciones del IDAE.

##### **Cálculo final.**

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25; 0,50; 0,75 ó 1.

### Tablas de referencia.

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación ( $\beta$  y  $\alpha$ , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

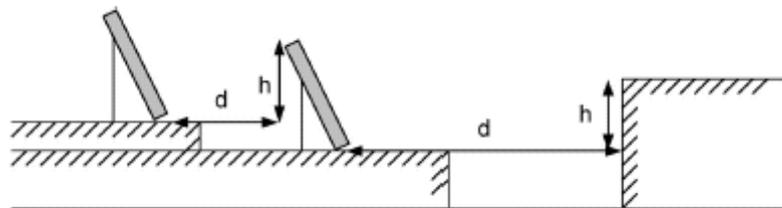
### Distancia mínima entre filas de módulos.

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud})$$

donde  $1 / \tan(61^\circ - \text{latitud})$  es un coeficiente adimensional denominado  $k$ .

Con el fin de clarificar posibles dudas con respecto a la toma de datos relativos a  $h$  y  $d$ , se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:



La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando  $h$  a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

### Cálculo de distancias entre paneles

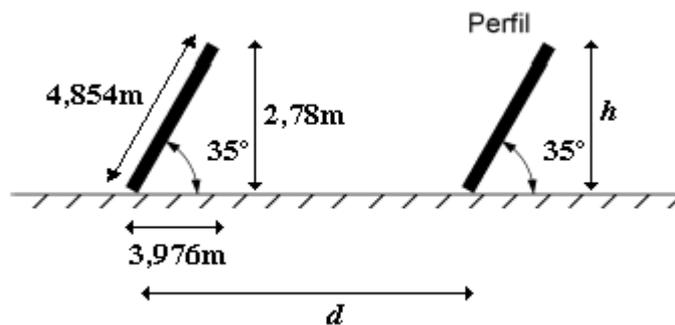
A continuación, se procederá al cálculo de la mínima distancia entre paneles.

El campo fotovoltaico (ver PLANO 3. DISPOSICIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS EN AZOTEA) está constituido por 8 paneles de 96 módulos cada uno, los cuales se subdividen en 8 paneles de 12 módulos serie (ver PLANO 7. DETALLE CONEXIONADO SUBGRUPO DE PANELES). Además, el campo fotovoltaico cuenta con un panel de 60 módulos, constituido por 5 subgrupos de 12 módulos serie.

Las dimensiones de largo y ancho de cada módulo son 1,618m y 0,814m respectivamente.

En la figura siguiente se ponen las dimensiones totales del panel fotovoltaico visto de perfil.

La hipotenusa de la figura es la altura de 3 módulos colocados en consecutivamente (ver PLANO 7. DETALLE CONEXIONADO SUBGRUPO DE PANELES), luego su dimensión es  $3 \cdot 1,618 = 4,854\text{m}$ . Mientras que el cateto del triángulo que se dibuja en el suelo es esa altura multiplicada por el  $\cos 35^\circ$ , es decir, su proyección:  $4,854 / \cos 35^\circ = 3,976$ . Por último, obtenemos el valor del otro cateto de la siguiente manera:  $h^2 = c^2 - a^2$ , obteniendo un valor de  $2,78\text{m}$ , que es el valor de  $h$  en la fórmula de obtención de las distancias.



Luego:

$$d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud}) = 2,78 / \tan(61^\circ - 40,4^\circ) = 7,4\text{m}$$

donde la latitud, es en la que se encuentra el edificio, Madrid,  $40,4^\circ$

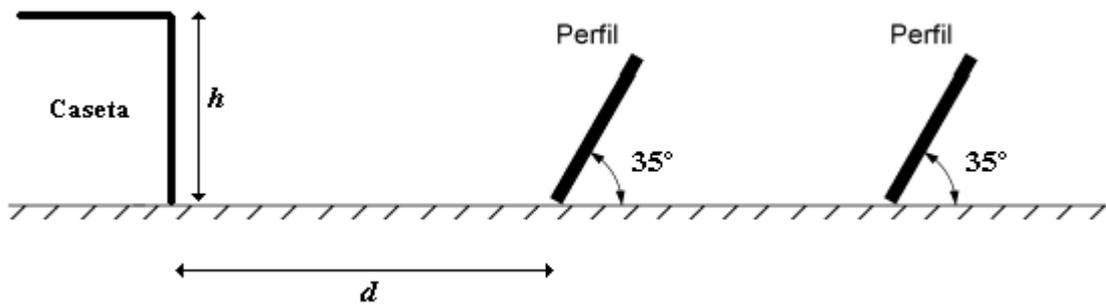
Por lo que como mínimo, los paneles han de estar situados a una distancia mínima de  $7,4\text{m}$ .

### **Cálculo de distancia del panel inmediatamente posterior a la caseta**

La caseta (ver PLANO 3. DISPOSICIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS EN AZOTEA) que es el acceso a la azotea, tiene una altura de  $3\text{m}$ , la cual hay que tener en cuenta a la hora de situar el panel inmediatamente posterior a la misma.

Para los paneles siguientes, (nuestro punto de vista es un barrido de la superficie desde el Sur hacia el Norte, según planos), el cálculo de mínima distancia del apartado anterior, es perfectamente válido.

Seguiremos el mismo procedimiento de antes.



Luego:

$$d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud}) = 3 / \tan(61^\circ - 40,4^\circ) = 8\text{m}$$

donde la latitud, es en la que se encuentra el edificio, Madrid, 40,4° y h=3m, altura de la caseta

Por lo que como mínimo, el panel consecutivo a la caseta debe estar situado a una distancia mínima de 8m.

- **Efectos de sombra producido por los propios paneles.**

Se debe calcular el efecto de sombreado de unos paneles sobre otros. El cálculo de un panel sobre otro es representativo del cálculo de todos los paneles. Para ello se explicará cómo calcular un punto de la sombra producida por el panel anterior al estudiado. El cálculo de éste punto tiene dos pasos.

- Cálculo del ángulo de elevación, lo llamaremos  $\beta$ , ver figura 1. Cálculo del ángulo de elevación.

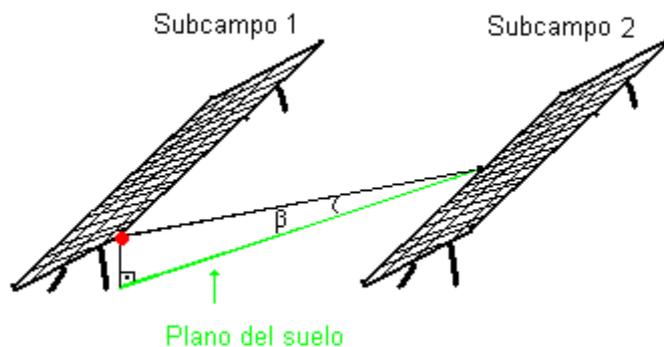


Figura 1. Cálculo del ángulo de elevación.

- Cálculo de azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Es decir, desviación con respecto al Sur, de la proyección del punto a calcular.

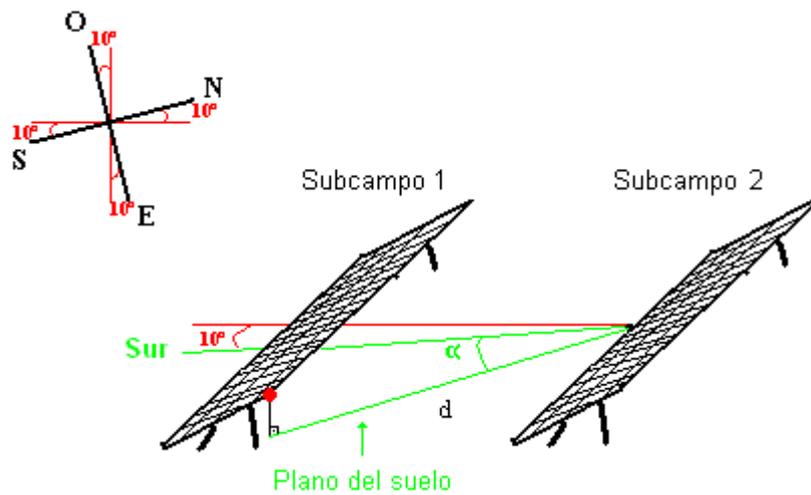


Figura 2. Cálculo del ángulo azimut.

Otra posible forma de dibujarse sería con la figura 3. Esquema de representación del ángulo azimut. Desviación con respecto al sur.

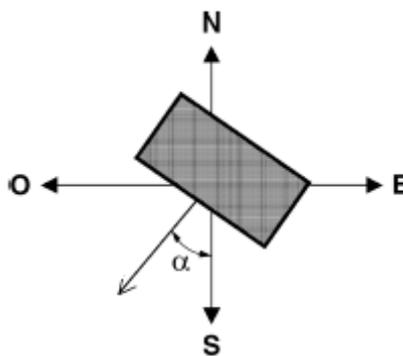


Figura 3. Esquema de representación del ángulo azimut. Desviación con respecto al sur.

El cálculo de pérdidas por sombreado se realiza tomando en cuenta el punto más bajo y medio del panel a tratar, porque es el punto más desfavorable y con mayor número de horas de sombras.

Con la explicación del cálculo de los dos ángulos principales del punto a calcular, de las figuras 1 y 2, podemos representar cualquier punto que produzca sombra en el panel, ya sea el punto, de otro panel, o de cualquier obstáculo.

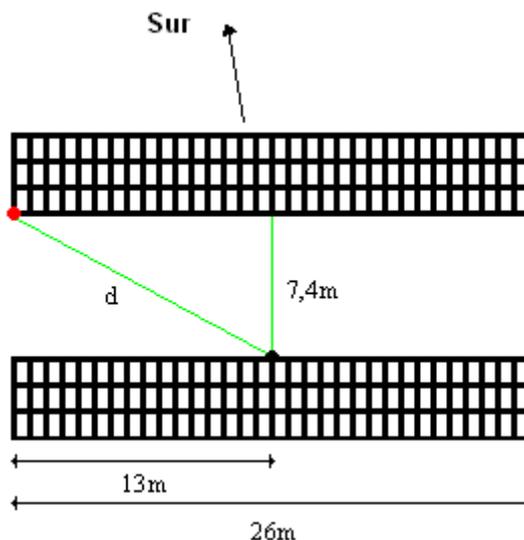
Con el cálculo de los puntos más representativos (sus dos ángulos) se dibujará en el diagrama de trayectorias del Sol ofrecido por el IDAE en su anexo III, las sombras que producen pérdidas en el panel fotovoltaico.

### Cálculo del sombreado por presencia de panel

Para el cálculo del ángulo de elevación, se debe medir la altura del punto con respecto al suelo, es decir su proyección. En este caso, esta altura es de 2,78m (Distancia del punto al plano del suelo).

Se tienen paneles formados por grupos de 3 módulos situados en vertical (ver PLANO 7. DETALLE CONEXIONADO SUBGRUPO DE PANELES) y cada panel mide 1,618m de largo, se tiene una dimensión de 4,85m de módulos (visto de frente al panel). Los paneles no están en vertical, perpendiculares al plano del suelo, sino que tienen una inclinación, 35°, su altura será  $\text{sen}35^\circ * 4,85 = 2,78\text{m}$ .

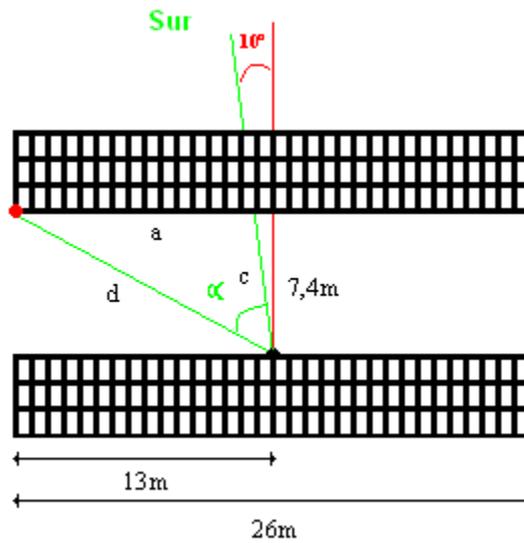
Se debe medir la distancia entre la proyección del punto al plano del suelo hasta el punto medio del panel a estudio (en este caso punto medio del subcampo 2 según figura 1). La distancia en verdadera magnitud (perpendicular) entre paneles es de 7,4m. Un panel mide 26m, y estamos aplicando el cálculo a la mitad de un panel, luego esta distancia será  $26/2 = 13\text{m}$ . Luego el triángulo que se tiene en el plano del suelo será:



En donde debemos calcular d:  $h^2 = c^2 + c^2 \rightarrow h = d = (7,4^2 + 13^2)^{1/2} = 14,96\text{m}$

Sabiendo que  $\text{tg } \beta = \text{sen } \beta / \text{cos } \beta = \text{cateto opuesto} / \text{cateto contiguo} = 2,78\text{m} / 14,96\text{m} = 0,186$ . Luego  $\beta = \text{arctg } 0,186 = 10,53^\circ$

Para el cálculo del ángulo azimutal  $\alpha$ , tendremos el siguiente ángulo:



El lado  $d$  lo calculamos anteriormente,  $d=14,96\text{m}$ . El lado  $c$  será:  $\cos 10^\circ * 7,4=7,28\text{m}$ .

El lado  $a$  se calculará como:  $d^2 = a^2 + c^2 \rightarrow a = (14,96^2 - 7,28^2)^{1/2} = 13,07\text{m}$

Sabiendo que  $\text{tg } \alpha = \text{sen } \alpha / \text{cos } \alpha = \text{cateto opuesto} / \text{cateto contiguo} = 13,07\text{m} / 7,28\text{m} = 1,795$ . Luego  $\alpha = \text{arctg } 1,795 = 60,88^\circ$ . Si tomamos el eje Sur como el eje  $y$  de un sistema cartesiano, (como el punto está hacia el oeste, sentido negativo de un eje  $x$ ) entonces este ángulo será negativo. Por lo que  $\alpha = -60,88^\circ$ .

De la forma que se ha calculado este punto, se calcularían todos los puntos de la sombra que el panel hace sobre el otro panel. De manera que con esta explicación se puede representar cualquier punto de cualquier objeto.

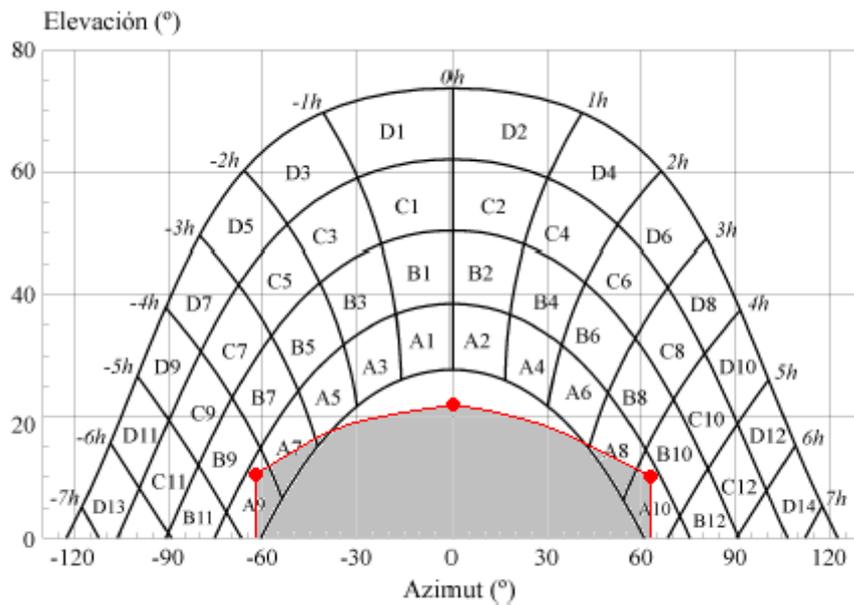


Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

Sombra producida por un panel del campo fotovoltaico.

De izquierda a derecha se tienen tres puntos representativos. Se darán las coordenadas de cada uno de ellos. Siendo el 1º la esquina superior izquierda del subcampo 1; el 2º el punto por donde pasa el Sur; el 3º la esquina superior derecha del subcampo 2.

Punto 1º:	Punto 2º:	Punto 3º:
$\beta = 10,53^\circ$	$\beta = 20,9^\circ$	$\beta = 10,53^\circ$
$\alpha = -60,88^\circ$	$\alpha = 0^\circ$	$\alpha = 62,98^\circ$

A continuación, se calcularán las pérdidas producidas por el sombreado entre paneles. Ver apartado 2.3.10 Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras.

Entraremos en la tabla V-1 del ANEXO III del IDAE según las porciones de los cuadros descritos en la figura anterior cubiertas por la sombra. Utilizando los factores 1, 0.75, 0.5, 0.25 (sino es exacto ajustándolo a estos valores) según se cubran un 100%, 75%, 50% o 25% respectivamente.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Cálculo:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} &= \\ 0,5 \times A9 + 0,5 \times A7 + 0,5 \times A8 + 0,5 \times A10 &= 1,11\% = \\ &= 1\% \end{aligned}$$

- **Efectos de sombra producido por la caseta del medio del campo fotovoltaico.**

Siguiendo los pasos del apartado anterior en el cálculo de los puntos, representaremos la incidencia, en cuanto a sombras, que produce la caseta central, sobre los paneles posteriores, con referencia de Sur a Norte.

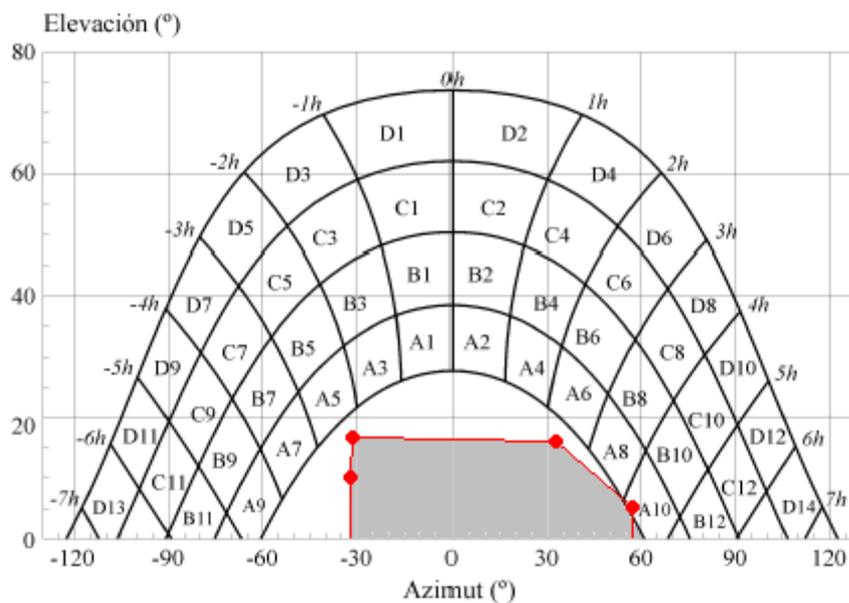


Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

Sombra producida por la caseta central sobre un panel del campo fotovoltaico.

De izquierda a derecha se tienen los cuatro puntos más representativos, los vértices de las alturas de la caseta. Todos tienen una altura de 3m. Se darán las coordenadas de cada uno de ellos.

Punto 1°:	Punto 2°:	Punto 3°:	Punto 4°:
$\beta= 10,41^\circ$	$\beta= 18,19^\circ$	$\beta= 34,37^\circ$	$\beta= 6,71^\circ$
$\alpha=-31,81^\circ$	$\alpha= -30,33^\circ$	$\alpha= 17,44^\circ$	$\alpha= 57,02^\circ$

Puesto que apenas se sombrea el panel, diremos que las pérdidas debidas a este respecto son del 0%.

Por lo que se tiene que las pérdidas totales por sombreado (la suma de todas las calculadas es de 1% de la irradiación global incidente anual.

#### 1.4.11 Cálculo de la producción anual esperada

$$E_p = P_0 \cdot HSP \cdot PR$$

$P_0 [W_p] = 124,2kW_p$

HSP, Horas Sol Pico (ó  $G_{dm}$ ) [ $kWh/(m^2 \cdot día)$ ] se multiplica por los días de cada mes.

PR [ ] Aquí se pondrá el valor del PR – las pérdidas del 1,5% por sombreado

Mes	$G_{dm} (\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [ $kWh/(m^2 \cdot día)$ ]	PR “performance ratio”	Producción sin pérdidas ( $kWh/mes$ )	Producción real (-1,5% pérdidas) ( $kWh/mes$ )	Beneficio (€/mes)
Enero	3,12	0,851	10.222,74	10.069,40	4.246,32
Febrero	3,56	0,844	10.448,94	10.292,20	4.340,27
Marzo	5,27	0,801	16.252,73	16.008,94	6.751,05
Abril	5,68	0,802	16.973,27	16.718,67	7.050,35
Mayo	5,63	0,796	17.254,59	16.995,77	7.167,20
Junio	6,21	0,768	17.770,34	17.503,78	7.381,43
Julio	6,67	0,753	19.337,67	19.047,60	8.032,47
Agosto	6,51	0,757	18.974,05	18.689,44	7.881,43
Septiembre	6,10	0,769	17.478,29	17.216,12	7.260,12
Octubre	4,73	0,807	14.696,64	14.476,19	6.104,68
Noviembre	3,16	0,837	9.854,97	9.707,15	4.093,55
Diciembre	2,78	0,850	9.098,02	8.961,55	3.779,13
<b>Promedio</b>	<b>4,96</b>	<b>0,794</b>			
<b>Total</b>			178.362,26	<b>175.686,83</b>	<b>74.088,01</b>

Las pérdidas son el 0,5% por pérdidas por ubicación del campo fotovoltaico distinta de la Sur (desorientado  $10^\circ$ ) y 1% por pérdidas por sombreado.

Se encuentra que la tarifa eléctrica media o de referencia para el año 2005, definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, tiene un valor de 7,3304 c€/kWh.

Además se tendrá en cuenta la subvención que existe del 575% sobre la Tarifa media o de referencia, a la hora del cálculo del beneficio. Luego para el cálculo del beneficio se realizará el siguiente cálculo:

$$\text{Beneficio} = \text{Producción} * 0,073304\text{€} * 5,75$$

## **2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y AMBIENTALES**



## **2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y AMBIENTALES**

### **2.1 Condiciones técnicas**

#### **2.1.1 Objeto y campo de aplicación**

Este pliego de condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para el suministro y montaje de la instalación fotovoltaica de conexión a la red eléctrica.

#### **2.1.2 Materiales**

##### **a) Módulos fotovoltaicos**

Todos los módulos fotovoltaicos vendrán con sus curvas características de tensión-intensidad y de potencia a 25°C de temperatura de célula y una radiación de 1000W/m<sup>2</sup>. No se admitirán potencias inferiores al 3% respecto de la nominal (150Wp).

##### **b) Inversor**

Se adjuntarán las pruebas de funcionamiento efectuadas por el fabricante (ATERSA).

##### **c) Elementos de protección**

Serán de la calidad y fabricante especificados en el proyecto. Ver ANEXO IV. PROTECCIONES, CONTADORES Y ARMARIOS.

##### **d) Conductores**

Se adaptarán a las características del proyecto en cuanto a secciones y aislamiento y serán de la clase 5 (flexible).

#### **2.1.3 Recepción del material**

En la recepción del material se tendrá en cuenta que:

- El número de bultos tiene que corresponder con el albarán de envío.
- Los equipos y materiales eléctricos del albarán tienen que ser los especificados en el proyecto.
- Los equipos no presentarán roturas, ralladuras ni golpes.

#### **2.1.4 Ejecución del trabajo**

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas que le competen.

### **2.1.5 Recepción de obra**

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de condiciones. En la recepción de la obra se incluirán las pruebas de funcionamiento de los equipos. Las pruebas mínimas serán:

#### **a) Campo de paneles**

En el campo de paneles se comprobará que todas las líneas tienen la tensión e intensidad adecuada, y todas las conducciones eléctricas están bien fijadas y conexionadas, así como identificadas.

#### **b) Armarios de conexión y protecciones en continua**

Todos los cables de entrada y salida estarán señalizados. Las conexiones tienen que estar bien apretadas. El armario no presentará roturas.

#### **c) Inversor**

Funcionamiento del inversor Arranque-Paro. Desconexión de la red para comprobar la protección contra funcionamiento en isla. Identificación y fijación de conductores dentro de las canaletas.

#### **d) Armarios de conexión y protecciones en alterna**

Todos los cables de entrada y salida estarán señalizados. Las conexiones tienen que estar bien apretadas. El armario no presentará roturas.

## **2.2 Montaje de equipos**

### **2.2.1 Módulos fotovoltaicos**

#### **a) Montaje mecánico**

Para instalar los módulos fotovoltaicos sobre la estructura soporte, hay que colocarles primeramente la pieza de fijación a los taladros que tiene el marco del módulo mediante un remache de aluminio de 6, realizar el cableado y después presionando sobre el tubo de la estructura donde quedará instalado el módulo.

#### **b) Montaje eléctrico**

Para realizar la instalación eléctrica de un módulo fotovoltaico se deberán seguir los siguientes pasos:

- Para los cables, pasar las piezas de neopreno empleadas para sellar la caja de conexiones y colocarles un terminal.

- Fijar firmemente los terminales de los cables a los tornillos de conexiones teniendo en cuenta el positivo y el negativo indicados en el circuito de la caja de conexiones.
- Cerrar la tapa una vez terminado el conexionado, teniendo cuidado a la hora de la colocación de las piezas de neopreno de forma que queden bien alojadas en su posición.

### **2.2.2 Inversor**

#### **a) Ubicación**

El inversor es un equipo electrónico sofisticado y debe ser tratado en consecuencia. Es un equipo formado por complejos microprocesadores de control, circuitos integrados, transistores, mosfets, etc. En la selección del lugar adecuado para la instalación del inversor se deben considerar los siguientes aspectos:

- La instalación debe realizarse en lugares secos protegidos de fuentes de calor y humedad. Exponer el inversor a goteras o proyecciones de agua es particularmente destructivo y potencialmente peligroso (riesgo incendios, cortocircuitos, etc).
- La humedad relativa máxima menor del 90% sin condensaciones.
- Lugar ventilado sin excesivo polvo en suspensión.
- Lugar protegido de la intemperie.
- Temperatura ambiente entre 0 y 35°C.
- Comprobar la posibilidad de goteras o proyecciones de agua próximas.

Las condiciones del entorno del inversor van a ser decisivas a largo plazo, manteniendo todos sus componentes en un estado óptimo de funcionamiento. El bajo nivel sonoro del equipo en funcionamiento permite su utilización en lugares próximos a las zonas frecuentadas en el edificio. Los conductores de ventilación han sido diseñados para su trabajo en ambientes con una cantidad de polvo en suspensión equivalente al de un ambiente doméstico. La instalación del equipo en un ambiente cargado de partículas en suspensión o polvo excesivo reducirán su capacidad de refrigeración y por lo tanto su potencia máxima disminuirá con el tiempo.

#### **b) Fijación**

Para realizar la instalación y facilitar el trabajo del instalador, colocar el inversor en posición vertical, fijado a la pared. Los cables eléctricos de conexión deben estar fijados a la pared y no colgados del inversor.

### **c) Conexión**

La instalación del inversor debe realizarse por personal técnico cualificado. Consultar las normas que regulan la utilización de corrientes de baja tensión en cuanto a requerimientos de conectores, dimensión de cables y canalizaciones.

### **d) Recomendaciones**

Es importante evitar cualquier tipo de contacto con las zonas internas que podrían provocar averías. Por otra parte, si el equipo ha recibido tensión anteriormente, existe la posibilidad de que exista tensión, , hay que tener especial cuidado con este aspecto. Además, hay cierto tipo de maniobras que se deben realizar con material específico que no viene incluido en la compra del inversor, y que debe realizarse por personal cualificado.

No se deben obstruir de forma alguna las salidas y entradas de ventilación al equipo.

### **e) Instalación**

Para este apartado ver ANEXO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL MÓDULO SOLAR E INVERSOR. En su apartado puesta en marcha en el catálogo del inversor.

## **2.3 Mantenimiento**

### **2.3.1 Módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos requieren muy escaso mantenimiento, por su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. El mantenimiento abarca los siguientes procesos:

- Limpieza periódica del panel. La periodicidad del proceso depende de la frecuencia de ensuciamiento. Se debe tener especial cuidado de los módulos en cuanto al caso de depósitos procedentes de las aves. La operación de limpieza consiste simplemente en el lavado de los módulos con agua y algún detergente no abrasivo. Esta operación se tiene que realizar a primeras horas de la mañana, cuando el módulo está frío. No es recomendable en ningún caso utilizar mangueras de presión.
- Inspección visual de posibles degradaciones internas y de la estanqueidad del panel.
- Control de las conexiones eléctricas y el cableado.
- Revisión de los prensaestopas de la caja de conexión.

### **2.3.2 Inversor**

El mantenimiento del inversor no difiere especialmente de las operaciones normales en equipos electrónicos. Las averías en condiciones normales de funcionamiento son poco frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:

- Observación visual general del estado y funcionamiento del inversor.
- Comprobación del conexionado y cableado de los componentes.
- Observación del funcionamiento de los indicadores ópticos.
- Acumulación de polvo y suciedad que se pueda producir en el conducto de ventilación

### **2.3.3 Cajas de conexión**

- Se observará la estanqueidad de los armarios y prensaestopas.
- Cableado general del armario.
- Apriete de bornas y detección de cables con temperatura elevada.
- Apriete de bornas y detección de cables con temperatura elevada.
- Señalización de cables en buen estado.
- Comprobación de la protecciones (varistores, fusibles, magnetotérmico, seccionadores, etc...)

### **2.3.4 Caminos de cables**

- Eliminar suciedad en las conducciones que se encuentren en el exterior.
- Comprobación visual del aislamiento de los cables.
- Fijación a canaletas, muros, etc...
- Señaladores de cables en buen estado.

## **2.4 Garantía de los equipos. Instalación y dimensionado**

### **2.4.1 Condiciones generales para la garantía**

- La fecha de vigencia de las garantías, rige a partir de la puesta en marcha de la instalación y aceptación por el cliente.

- Responderá durante el tiempo de garantía por todos los defectos de material o manufactura que aparezcan en el producto y que limiten sus funciones, siempre y cuando dicho producto esté instalado y utilizado bajo las condiciones normales que se especifican en los manuales de los equipos, y que el usuario debe conocer para la correcta operación del sistema.
- Los signos naturales de desgaste por uso no se consideran defectos.
- No existe ninguna garantía cuando los daños son causados por los usuarios finales, o terceras personas, especialmente por una instalación u operación impropia, manejo incorrecto o descuidado, puesta a tierra no apropiada u operación o uso inapropiado.
- Después de vencido el tiempo de garantía no existe posibilidad de reclamación.
- La garantía puede darse en forma de reparación o de sustitución parcial o total.
- La garantía no cubre la desinstalación de los equipos o traslados de lugar.

#### **2.4.2 Garantía de los equipos**

##### **a) Módulos fotovoltaicos**

Garantía de hasta 25 años sobre la potencia de salida y de 5 años contra los defectos de fabricación.

##### **b) Inversor**

El equipo dispone de DOS AÑOS de garantía contra todo defecto de fabricación, incluyendo en este concepto las piezas y la mano de obra correspondiente.

La garantía no será aplicable en los siguientes casos:

- Daños causados por la utilización incorrecta del equipo.
- Utilización constante de cargas con potencias superiores a la máxima nominal.
- Utilización en condiciones ambientales no adecuadas
- Equipos que presenten golpes, desmontados o que hayan sido reparados en un servicio técnico no autorizado.
- Descargas atmosféricas, accidentes, agua, fuego y otras circunstancias que están fuera del control del fabricante.

La garantía no incluye los costes derivados de las revisiones periódicas, mantenimiento y transportes, tanto de personal como del inversor. El fabricante no se

responsabiliza de los daños a personas o costes que se puedan derivar de la utilización incorrecta de este producto.

Para obtener el servicio de garantía se deberá dirigir al vendedor, y en el caso de que no sea posible su localización, directamente a fábrica.

### **c) Resto de los equipos de la instalación**

La cobertura de garantía para el resto de los equipos es de 2 años.

#### **2.4.3 Garantía del dimensionado**

La garantía sobre el dimensionado cubre los siguientes parámetros:

- Responde por el dimensionado y configuración del sistema.
- No se responde por fallos en el suministro eléctrico de la empresa distribuidora.
- No se asume ninguna responsabilidad, si se instalan equipos diferentes a los especificados, o si no se siguen las recomendaciones en cuanto a configuración, instalación y operación.
- Transcurrido un año a partir de la puesta en marcha, no tendrá lugar ninguna reclamación ni indemnización al respecto de esta garantía, por considerarse como período suficiente de prueba que demuestra el correcto dimensionado del sistema.

## **2.5 Análisis ambiental**

Las instalaciones de conexión a red tienen un impacto medio ambiental que podemos considerar prácticamente nulo. Si analizamos diferentes factores, como son el ruido, emisiones gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento, veremos que su impacto, solo se limitará a la fabricación pero no al funcionamiento.

### **2.5.1 Impacto ambiental relacionado con el funcionamiento de la instalación.**

- Ruidos:

Módulos fotovoltaicos: La generación de energía de los módulos fotovoltaicos, es un proceso totalmente silencioso.

Inversor: Trabaja a alta frecuencia que no es audible por el oído humano.

- Emisiones gaseosas a la atmósfera:

La forma de generar de un sistema fotovoltaico, no requiere ninguna combustión para proporcionar energía, solo de una fuente limpia como es el sol.

- Destrucción de flora y fauna:

Ninguno de los equipos de la instalación tiene efecto de destrucción sobre la flora o la fauna.

- Residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento:

Para que los equipos de la instalación funcionen no necesitan verter nada al sistema de saneamiento, la refrigeración se realiza por convección natural.

### **2.5.2 Impacto ambiental en la fabricación**

En todo proceso de fabricación, de módulos fotovoltaicos, componentes electrónicos para los inversores, estructuras, cables, etc, es donde las emisiones gaseosas a la atmósfera y vertidos al sistema de saneamiento, pueden tener mayor impacto sobre el medio.

Los residuos tóxicos y peligrosos están regulados por el Real Decreto 952/1997 de 20 de junio. En este documento se encuentra reglamentadas las actuaciones en materia de eliminación de este tipo de residuos, que se resume en un correcto etiquetado y en su almacenamiento hasta la retirada por empresas gestoras de residuos, ya que no se pueden verter al sistema de saneamiento. Esto se traduce en costes asociados a los procesos de fabricación de manera que en el diseño de procesos hay que tener en cuenta los posibles residuos. Los principales residuos de esta clase son: disoluciones de metales, aceites, disolventes orgánicos, restos de los dopantes y los envases de materias primas que han contenido estos productos.

Los ácidos y las bases empleadas en los procesos de limpieza pertenecen a la clase de residuos que se eliminan a través del sistema integral de saneamiento. Estos están regulados por la Ley 10/1993 de 26 de octubre. Esta ley limita las concentraciones máximas de contaminantes que es posible verter, así como la temperatura y el pH. Las desviaciones con respecto a los valores marcados por la ley se reflejan en el incremento de la tasa de depuración.

En cuanto a la energía consumida en el proceso de fabricación, tenemos el dato que en un tiempo entre 4 y 7 años los módulos fotovoltaicos devuelven la energía consumida en la fabricación, muy inferior a la vida prevista para estos que es superior a los 20 años.

### **3. ESTUDIOS DE SEGURIDAD Y SALUD**



### **3. ESTUDIOS DE SEGURIDAD Y SALUD**

#### **3.1 Riesgos existentes y medidas de prevención**

El Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre dispone que en todo Proyecto de ejecución de obra debe incluirse un estudio de Seguridad y Salud, como requisito necesario para el visado por el Colegio Profesional. A continuación se detallarán una serie de normas que serán de obligatorio cumplimiento para la realización de la obra por todo el personal autorizado.

##### **3.1.1 Riesgos laborales**

- Caídas al mismo o distinto nivel.
- Electrocuciiones.
- Quemaduras producidas por descargas eléctricas.
- Cortes en las manos.
- Atrapamiento de los dedos al introducir cables en los conductores.
- Golpes en la cabeza en el montaje de los módulos fotovoltaicos, bandejas, canaletas, equipos y armarios de conexión.
- Caída de materiales.

##### **3.1.2 Prevención**

Todos los medios de protección individual irán especificados en cuanto a sus características y condiciones técnicas correspondientes, así como las medidas necesarias para su correcto uso y mantenimiento, atendiendo tanto a la reglamentación vigente como a las normas de uso.

- Redes de protección para evitar la caída al vacío desde la cubierta del edificio.
- Barandillas de protección.
- Casco de seguridad para evitar golpes en la cabeza y caída de materiales de forma accidental.
- Cinturón de seguridad para la prevención de caídas.
- Cuerda de seguridad para fijación del cinturón. Su utilización será siempre en las siguientes condiciones:

- La longitud será tal que no permita nunca el choque contra ningún nivel.
  - En caso de caída se tendrá en cuenta el posible penduleo para no chocar contra nada.
  - La caída no será superior a 1m, utilizándose anclajes de seguridad para tal fin.
- 
- Guantes de cuero para la manipulación de todos los elementos que puedan ocasionar golpes y cortes en las manos, como cables, módulos fotovoltaicos, armarios de protección, inversores, canaletas, bandejas, etc.
  - Guantes aislantes.
  - Calzado de seguridad que sea aislante y con suela antideslizante para evitar electrocuciones y deslizamientos.
  - Trabajo en líneas sin tensión.
  - Instalaciones auxiliares de obra protegidas al paso de personas o maquinaria para evitar deterioro de la cubierta aislante.
  - No se permitirá la utilización directa de los terminales de los conductores como clavija de toma de corriente.
  - Los empalmes y conexiones se realizarán mediante elementos apropiados debidamente aislados.
  - Las escaleras de mano que se utilicen serán de tijera.

### **3.2 Lugar de trabajo**

Para el trabajo en el interior como en el exterior de la obra se tendrán en cuenta las siguientes recomendaciones. Deberá procurarse la estabilidad y solidez de los materiales y equipos, así como evitar el paso por superficies deslizantes sin utilización del calzado adecuado. Deberán disponerse de los servicios higiénico-sanitarios suficientes para el número de trabajadores en actividad simultánea. Estos servicios dispondrán de jabón y productos desengrasantes, si fuera necesario, así como botiquín de primeros auxilios. Todos los elementos punzantes o cortantes, situados a una altura inferior a dos metros, deberán estar debidamente protegidos y señalizados. Los lugares cerrados deberán dotarse de ventilación suficiente para evitar la concentración de humos, gases o vapores tóxicos sofocantes, así como de una ventilación adecuada y suficiente.

### **3.3 Otras consideraciones**

Durante la fase de ejecución de la Obra, se emplearán las señales y dispositivos de seguridad incluidos en el Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril, siempre que el análisis de los riesgos existentes, situaciones de emergencia previsibles y medidas preventivas adoptadas, hagan necesario:

- Llamar la atención de los trabajadores.
- Alertarlos en situaciones de emergencia.
- Facilitar localizaciones.
- Orientar en maniobras peligrosas.



## **4. ESTUDIO ECONOMICO-FINANCIERO. PRESUPUESTA**



#### 4. ESTUDIO ECONOMICO-FINANCIERO. PRESUPUESTO

Dentro de este capítulo, pretendemos dar una visión detallada del aspecto económico financiero, en el que se va a integrar el proyecto propuesto. De tal manera, que un inversor pueda evaluar la viabilidad de su inversión en un proyecto de estas características.

##### 4.1 Presupuesto

Pos	Unid.	Concepto	Precio unitario	Precio total
1	828	Módulo solar fotovoltaico fabricado por ATERSA. A-150	540 €	447.120€
2	1	Inversor trifásico de 100kW fabricado por ATERSA. Modelo MU-SIEL-100KW-V1	41.500 €	41.500€
3	276	Estructura soporte fabrica por ATERSA Tipo A	115,83 €	31.969€
4	10	Armarios estancos de poliéster fabricados por GEWISS de la serie 46 QP de IP-65 con puerta ciega dimensiones 515 x 650 x 250 mm	185 €	1.850€
5	1	Armarios estancos de poliéster fabricados por GEWISS de la serie 46 QP de IP-65 con puerta transparente dimensiones 515 x 650 x 250 mm	224 €	224€
6	1	Armarios estancos de poliéster fabricados por GEWISS de la serie 46 QP de IP-65 con puerta ciega dimensiones 585 x 800 x 300	310 €	310€
7	2	Contador fabricado por Hager de precisión 2. 3P+N Trifásico hasta 1500A de tarifa simple	532,61 €	1.065,22€
8	69	Portafusibles seccionable fabricado por Hager L38 1P 20A 500V 10,3 x 38 mm	4,92 €	339.48€
9	9	Portafusibles seccionable fabricado por Hager L51 1P 50A 690V 14 x 51 mm	12,20 €	109,8€
10	1	Bloque diferencial General Electrics 4P 160A 30mA Curva C	482,24 €	482,24€
11	6	Descargador de tensión fabricado por DEHN ibérica. Modelo DGT 600 de la clase C con un nivel de protección de $\leq 2,5$ kV. Tiempo de respuesta $\leq 25$ ms. Unipolar y montaje en carril DIN	357,98 €	2.147,88€
12	4	Descargador de tensión fabricado por DEHN ibérica. Modelo DB 1 440 de la clase B con un nivel de protección de $\leq 4$ V. Tiempo de respuesta $\leq 100$ ms. Unipolar y montaje en carril DIN	325 €	1.300€
13	1	Fusible gG 250A para protección en la caja general de medida y protección y pequeño material eléctrico abrazaderas, elementos de fijación, punteros, terminales, etc	961,6 €	961,6€
14	360 m	180 metros de cable 0,6/kV con una sección de 6mm <sup>2</sup> , fabricado por General Cable, aislado en XLPE para el conexionado entre subcampos y armario de continua de cada subcampo y 180 metros para la conexión de la puesta a tierra	1,15 €/1m	414€
15	1320 m	Metros de cable 0,6/kV con una sección de 25mm <sup>2</sup> , fabricado por General Cable, aislado en XLPE para el conexionado entre el armario de continua de cada subcampo hasta el armario principal de continua	4,10 €/1m	5.400€
16	1320 m	Metros de cable 0,6/kV con una sección de 16mm <sup>2</sup> , fabricado por General Cable, aislado en XLPE para el conexionado de la puesta a tierra entre el armario de continua de cada subcampo hasta el armario principal de continua	2,72 €/1m	3.590,4€
17	560 m	Metros de cable 0,6/kV con una sección de 35mm <sup>2</sup> , fabricado por General Cable, aislado en XLPE para el conexionado de la puesta a tierra entre el inversor y empresa distribuidora (ca)	5,91 €/1m	3.309,6€

18	560 m	Metros de cable 0,6/kV con una sección de 70mm <sup>2</sup> , fabricado por General Cable, aislado en XLPE para el conexionado entre el inversor y la empresa distribuidora	11,31 €/1m	6.332€
19	40 m	Metros de cable 0,6/kV con una sección de 95mm <sup>2</sup> , fabricado por General Cable, aislado en XLPE para el conexionado de la puesta a tierra entre el armario principal de continua y el inversor	14,72 €/1m	588,8€
20	40	Metros de cable 0,6/kV con una sección de 185mm <sup>2</sup> , fabricado por General Cable, aislado en XLPE para el conexionado entre el armario principal de continua y el inversor	29 €/1m	1.160€
21	300	Metros de Canaleta y cubierta fabricada por UNEX 50*75	8,43 €/24m	105€
22	660	Metros de Canaleta y cubierta fabricada por UNEX 60*150	14,48 €/12m	797€
23	1	Montaje, puesta en marcha y transporte del material de todos los componentes de la instalación fotovoltaica.	28.433 €	28.433€
24	1	Ingeniería, gastos generales de administración	167.624 €	167.624€
			<b>SUBTOTAL:</b>	<b>746.793,54 €</b>
			<b>I.V.A (16%):</b>	<b>119.486,97 €</b>
			<b>TOTAL:</b>	<b>866.280,51 €</b>

#### 4.2 Análisis económico – financiero del proyecto.

El análisis realizado trata de equilibrar la aplicación de todos los recursos disponibles alcanzando unos niveles de rentabilidad de la inversión que la hagan atractiva con relación a otras.

- **Criterios e hipótesis de cálculo.**

Los supuestos e hipótesis técnico-financieras empleados en el cálculo y análisis del resultado, son los siguientes:

- Período de cálculo: valorado en periodos anuales.
- Período de ejecución: plazo estimado para realizar la inversión material.
- Vida útil: Periodo de explotación de las instalaciones.
- Horas de funcionamiento equivalentes: Cuantificación de la producción.
- Producción esperada: Horas Equivalentes x Potencia pico.
- Precio de venta de la energía: ( 575% Tarifa eléctrica de Referencia)
- Inversión material: adquisiciones de activos.
- Gastos de Operación y mantenimiento:
- Impuesto de Sociedades:

- **Fuentes de financiación ajenas.**

El mayor peso de la financiación del proyecto recae en el mercado financiero, por lo que resulta imprescindible la colaboración de las entidades financieras que se vinculen al proyecto.

### 4.3 Criterios de valoración y selección de proyectos.

- **El criterio del Valor Actual Neto ( VAN ).**

El valor actual neto o valor capital de la inversión es la suma de todos sus flujos netos de caja actualizados al momento inicial a una tasa de actualización o de descuento. Es decir, es la diferencia entre el valor actualizado del flujo de cobros y el valor actualizado del flujo de pagos del proyecto. El VAN proporciona una medida de la rentabilidad absoluta neta del proyecto. Absoluta porque se expresa en unidades monetarias y neta porque en su determinación se han tenido en cuenta todos los cobros y pagos originados por el proyecto a lo largo de su vida útil.

$$VAN = -Desembolso\_inicial + \frac{Cash\_Flow\_1^{er}\ año}{(1+r)} + \dots + \frac{Cash\_Flow\_n.año}{(1+r)^n}$$

En el desembolso inicial se pondrá el 20% del coste total de la instalación, 149.358,71€ que es la cantidad que se abona al contado al inicio de la inversión y por parte del titular. El resto se subvenciona. Ver ANEXO I. CONVOCATORIA LÍNEA ICO-IDAE 2005

En los cash flows de cada año se pondrán los valores de la columna 10 (sin contar la columna año) de la Tabla. Estudio económico-financiero de la instalación fotovoltaica de 100kW. Tomaremos una tasa de descuento del 5%.  $r=0,05$ . Y  $n$  es el número de años en los que se debe delverel que se realiza el estudio, en nuestro caso 25 años.

Según este cálculo el VAN resulta ser 270.644,99€

El VAN es el valor residual, es decir el que queda, de la instalación al cabo de los 25 años. Valor del material, diseño de la instalación ya realizado, etc. Esto tiene un valor monetario que se expresa con el VAN..

- **El criterio de la Tasa Interna de Rendimiento ( TIR ).**

Se define como aquella tasa de actualización o de descuento que hace cero la rentabilidad absoluta neta de la inversión. Es decir, aquella tasa de descuento que iguala el valor actual de la corriente de cobros con el valor actual de la corriente de pagos.

$$VAN = 0 \Rightarrow Desembolso\_inicial = \frac{Cash\_Flow\_1^{er}\ año}{(1+r)} + \dots + \frac{Cash\_Flow\_n.año}{(1+r)^n}$$

Si el TIR es el 13%. Es el porcentaje de beneficio que se obtiene en el período de estudio, en nuestro caso 25 años.

En conclusión, cuanto mayor sea el TIR, mayor será el beneficio.

#### 4.4 Definiciones económico - financieras.

Dentro de las hipótesis de partida, vamos a desglosar aquellas que son específicas del proyecto, como son los ingresos y los gastos, el resto de parámetros son de propósito general y pueden ser estimados independientemente de las cuestiones específicas del proyecto que nos ocupa.

- **Justificación de los Ingresos.**

Los ingresos de la central, se centran en dos partidas.

- Subvenciones: Se solicitarán cuantas líneas se habiliten a tal efecto.
- Producción eléctrica: Es la parte principal de la facturación.
- Derechos Emisión CO<sub>2</sub>: Desde la entrada de Kyoto, es un valor que deberemos tener presente.

- **Justificación de los Gastos.**

Una instalación fotovoltaica no soporta ningún gasto directo, sin embargo si es preciso contemplar un conjunto de gastos indirectos:

Renta Terreno: Renta por el terreno donde se sitúa la instalación. En el caso que nos ocupa, es del mismo titular, por lo que el valor del arrendamiento es cero.

Gastos Seguro: Contratación de un seguro general de la central.

Mantenimiento: Mantenimiento técnico de la instalación.

A continuación presentamos una tabla con los resultados del estudio financiero.

Proyecto: "Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 kW conectada a red en edificio industrial"

Año	Beneficio (venta kWh + incremento anual 1% TMR)	Gastos de operación y mantenimiento (0,5% coste inversión) +1% anual	Amortización total	Amortización (préstamo del 80% total inversión)	Intereses (sobre el préstamo del 80% inversión) Media Euribor a 6 meses: 2,17% + 1%	Beneficios antes de impuestos (Ingr. – gastos – amortización tot – Interés prest.)	Impuestos Sociedades (30% beneficio antes impuestos)	Deducción hasta 35% Impuesto Sociedades hasta 15 primeros años	Beneficio neto (Beneficio antes de impuestos – impuestos + deducción)	Cash Flow (Amortización total – Amortización 80% + Beneficio neto)	Cash Flow Acumulado
<b>0</b>										-149.358,70	-149.358,70
<b>1</b>	74.088,01	3.733,97	74.679,35	59.743,48	18.938,68	-23.263,99	-6.979,20	0	-16.284,79	-1.348,92	-150.707,62
<b>2</b>	74.828,89	3.771,31	74.679,35	59.743,48	17.044,81	-20.666,58	-6.199,97	0	-14.466,61	469,26	-150.238,36
<b>3</b>	75.577,18	3.809,02	74.679,35	59.743,48	15.150,95	-18.062,14	-5.418,64	0	-12.643,50	2.292,37	-147.945,99
<b>4</b>	76.332,95	3.847,11	74.679,35	59.743,48	13.257,08	-15.450,59	-4.635,18	0	-10.815,41	4.120,46	-143.825,53
<b>5</b>	77.096,28	3.885,58	74.679,35	59.743,48	11.363,21	-12.831,86	-3.849,56	0	-8.982,30	5.953,57	-137.871,96
<b>6</b>	77.867,24	3.924,44	74.679,35	59.743,48	9.469,34	-10.205,89	-3.061,77	0	-7.144,12	7.791,75	-130.080,21
<b>7</b>	78.645,92	3.963,68	74.679,35	59.743,48	7.575,47	-7.572,59	-2.271,78	0	-5.300,81	9.635,06	-120.445,15
<b>8</b>	79.432,37	4.003,32	74.679,35	59.743,48	5.681,60	-4.931,90	-1.479,57	0	-3.452,33	11.483,54	-108.961,61
<b>9</b>	80.226,70	4.043,35	74.679,35	59.743,48	3.787,74	-2.283,74	-685,12	0	-1.598,62	13.337,25	-95.624,36
<b>10</b>	81.028,97	4.083,79	74.679,35	59.743,48	1.893,87	371,96	111,59	0	260,37	15.196,24	-80.428,12
<b>11</b>	81.839,26	4.124,62	0	0	0	77.714,63	23.314,39	0	54.400,24	54.400,24	-26.027,88
<b>12</b>	82.657,65	4.165,87	0	0	0	78.491,78	23.547,53	8.241,64	63.185,88	63.185,88	37.158,01
<b>13</b>	83.484,22	4.207,53	0	0	0	79.276,70	23.783,01	8.324,05	63.817,74	63.817,74	100.975,75
<b>14</b>	84.319,07	4.249,60	0	0	0	80.069,46	24.020,84	8.407,29	64.455,92	64.455,92	165.431,66
<b>15</b>	85.162,26	4.292,10	0	0	0	80.870,16	24.261,05	8.491,37	65.100,48	65.100,48	230.532,14
<b>16</b>	86.013,88	4.335,02	0	0	0	81.678,86	24.503,66	0	57.175,20	57.175,20	287.707,34
<b>17</b>	86.874,02	4.378,37	0	0	0	82.495,65	24.748,69	0	57.746,95	57.746,95	345.454,30
<b>18</b>	87.742,76	4.422,15	0	0	0	83.320,60	24.996,18	0	58.324,42	58.324,42	403.778,72
<b>19</b>	88.620,19	4.466,38	0	0	0	84.153,81	25.246,14	0	58.907,67	58.907,67	462.686,39
<b>20</b>	89.506,39	4.511,04	0	0	0	84.995,35	25.498,60	0	59.496,74	59.496,74	522.183,13
<b>21</b>	90.401,45	4.556,15	0	0	0	85.845,30	25.753,59	0	60.091,71	60.091,71	582.274,84
<b>22</b>	91.305,47	4.601,71	0	0	0	86.703,75	26.011,13	0	60.692,63	60.692,63	642.967,47
<b>23</b>	92.218,52	4.647,73	0	0	0	87.570,79	26.271,24	0	61.299,55	61.299,55	704.267,02
<b>24</b>	93.140,71	4.694,21	0	0	0	88.446,50	26.533,95	0	61.912,55	61.912,55	766.179,57
<b>25</b>	94.072,11	4.741,15	0	0	0	89.330,97	26.799,29	0	62.531,68	62.531,68	828.711,25
<b>TOTAL</b>	2.092.482,45	105.459,19	746.793,50	597.434,80	104.162,76	1.136.067,00	340.820,10	33.464,35	828.711,25	828.711,25	<b>1.657.422,50</b>

**Tabla. Estudio económico-financiero de la instalación fotovoltaica de 100kW**

## Conclusiones del estudio

Si no se tienen beneficios, tienes hasta los primeros 15 años para devolverlo. A partir del año 25, consideramos que el valor residual de las instalaciones realizadas será aproximadamente 1/3 del valor inicial de la inversión, ya que seguirá dando beneficios, aunque decadentes, durante aproximadamente 5 ejercicios. Debido a que a partir del año 25 el IDAE da 420% TMR y el rendimiento de las células de silicio, decae.

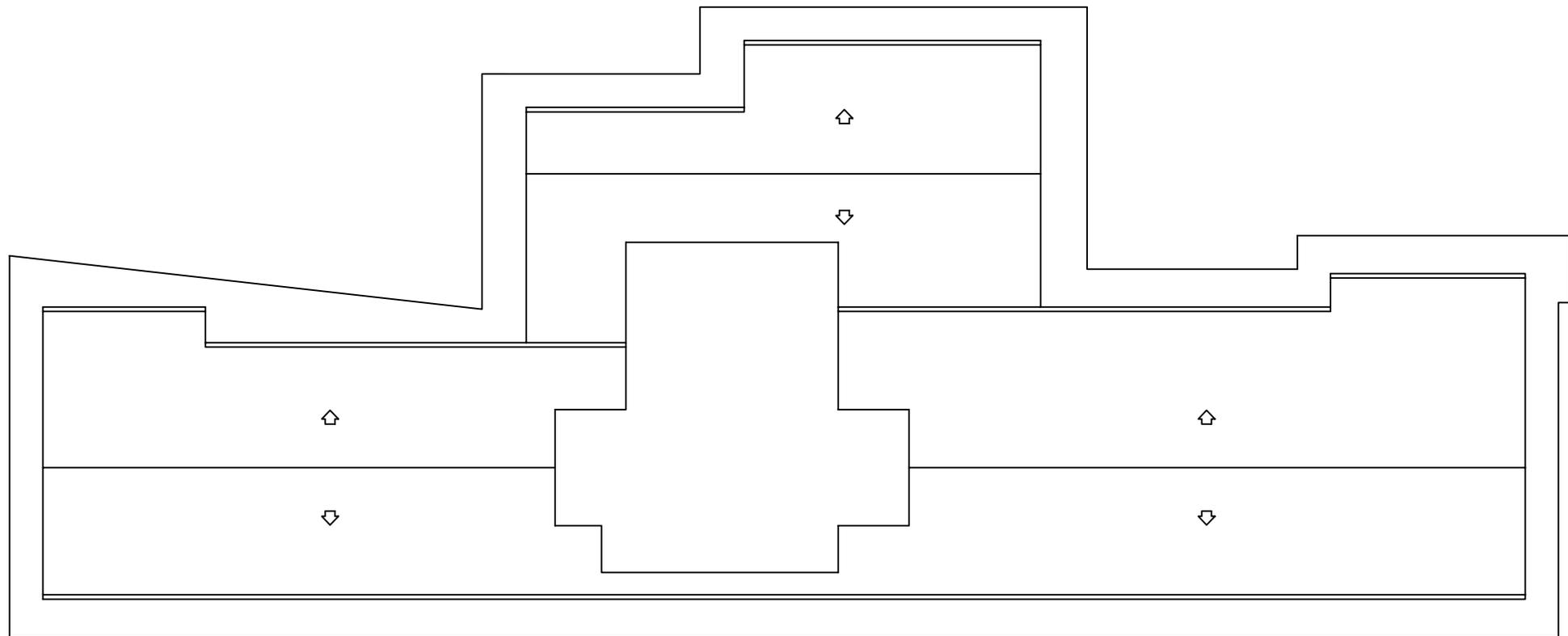
La inversión de 746.793,54€ aplicándole un período de amortización de 10 años (condición a subvención del ICO-IDAE. Ver ANEXO I. CONVOCATORIA LÍNEA ICO-IDAE 2005) acumula un Cash-Flow negativo, para ese año, de 80.428,12€, que se verían recuperados en el plazo de un año.

Al plazo contemplado de 25 años, se obtiene un beneficio total de 1.657.422,50€ más un valor residual de 1/3 del total de la inversión ( $1/3 * 746.793,54 = 248.931,18€$ ), el cuál seguirá generando beneficios, aunque mucho menores que los primeros 25 años, por 420% TMR del IDAE y por la degradación progresiva de los módulos. Además, tiene este valor, porque parte de la instalación se podría ver reutilizada para una reimplantación de una nueva central fotovoltaica.

## **5. PLANOS**







UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID  
Escuela Politécnica Superior

PROYECTO FIN DE CARRERA:  
Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica  
de instalación fotovoltaica de 100 KW conectada  
a red en edificio industrial.

TITULACION: Ing. Tec. INDUSTRIAL  
(Especialidad Electricidad)

DESCRIPCION:  
AZOTEA

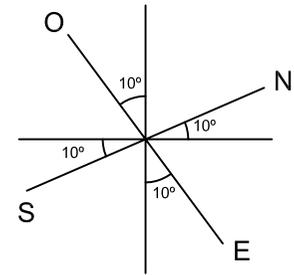
AUTOR:  
R. Albarracín Sánchez.

TUTOR PROYECTO:  
J. Amador Guerra.

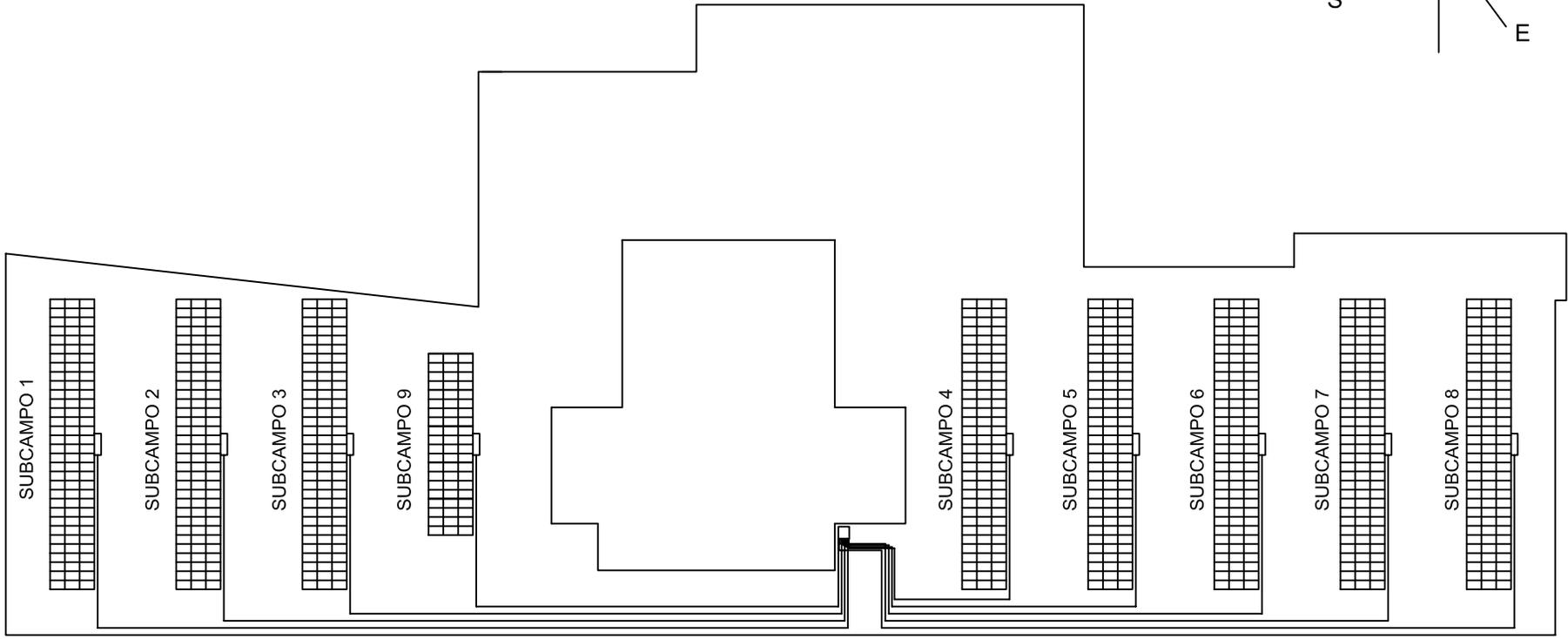
ESCALA:  
1/200

PLANO:  
2

C/ SAN SOTERO



C/ SAN JULIAN



C/ ALBASANZ

C/ SAN ROMUALDO



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID  
Escuela Politécnica Superior

PROYECTO FIN DE CARRERA:  
Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica  
de instalación fotovoltaica de 100 KW conectada  
a red en edificio industrial.

TITULACION: Ing.Tec.INDUSTRIAL  
(Especialidad Electricidad)

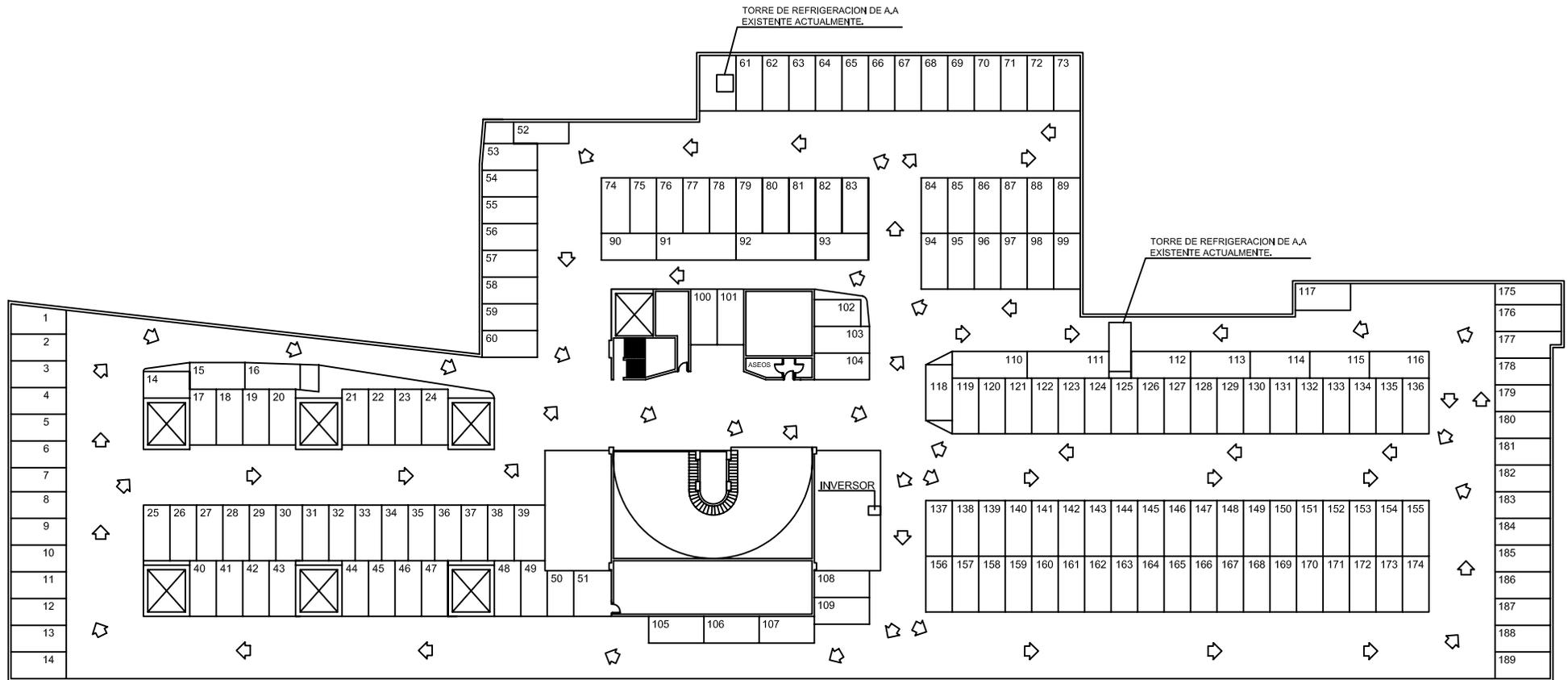
DESCRIPCION:DISPOSICION PANELES  
FOTOVOLTAICOS EN AZOTEA

AUTOR:  
R.Albarracín Sánchez.

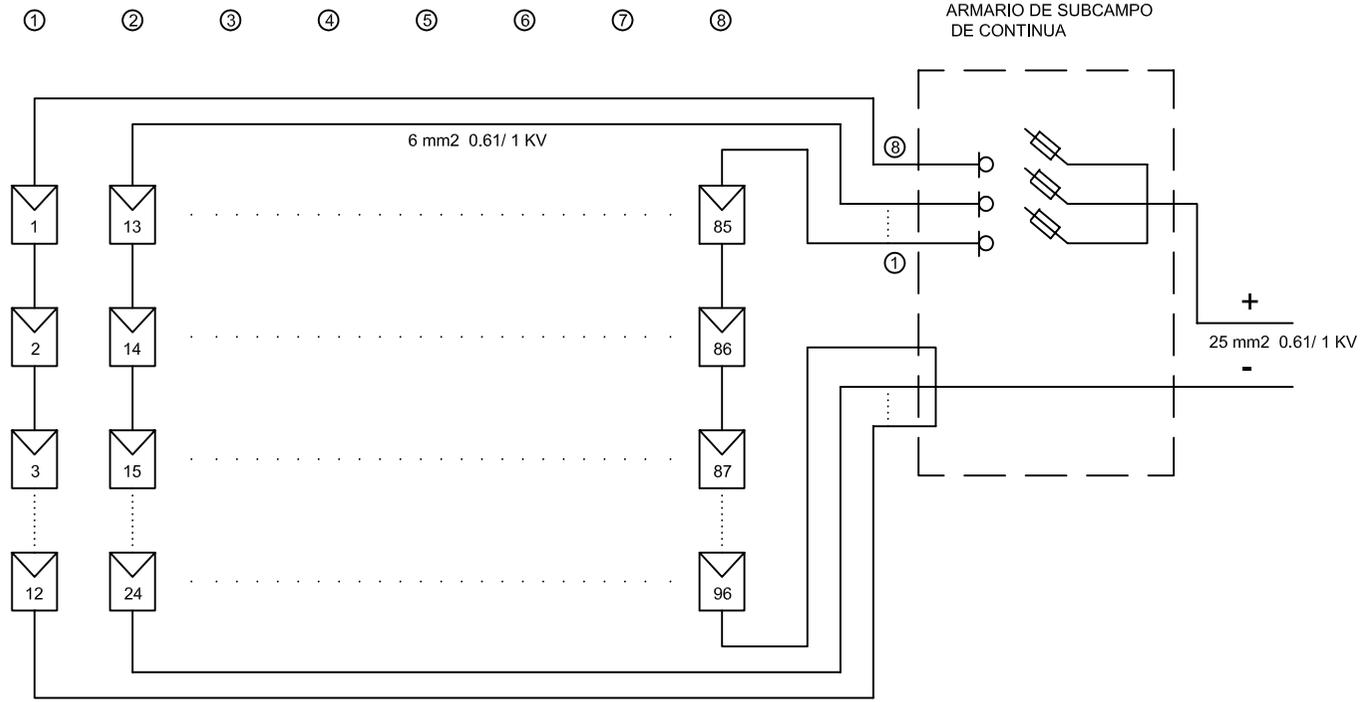
TUTOR PROYECTO:  
J.Amador Guerra.

ESCALA:  
1/200

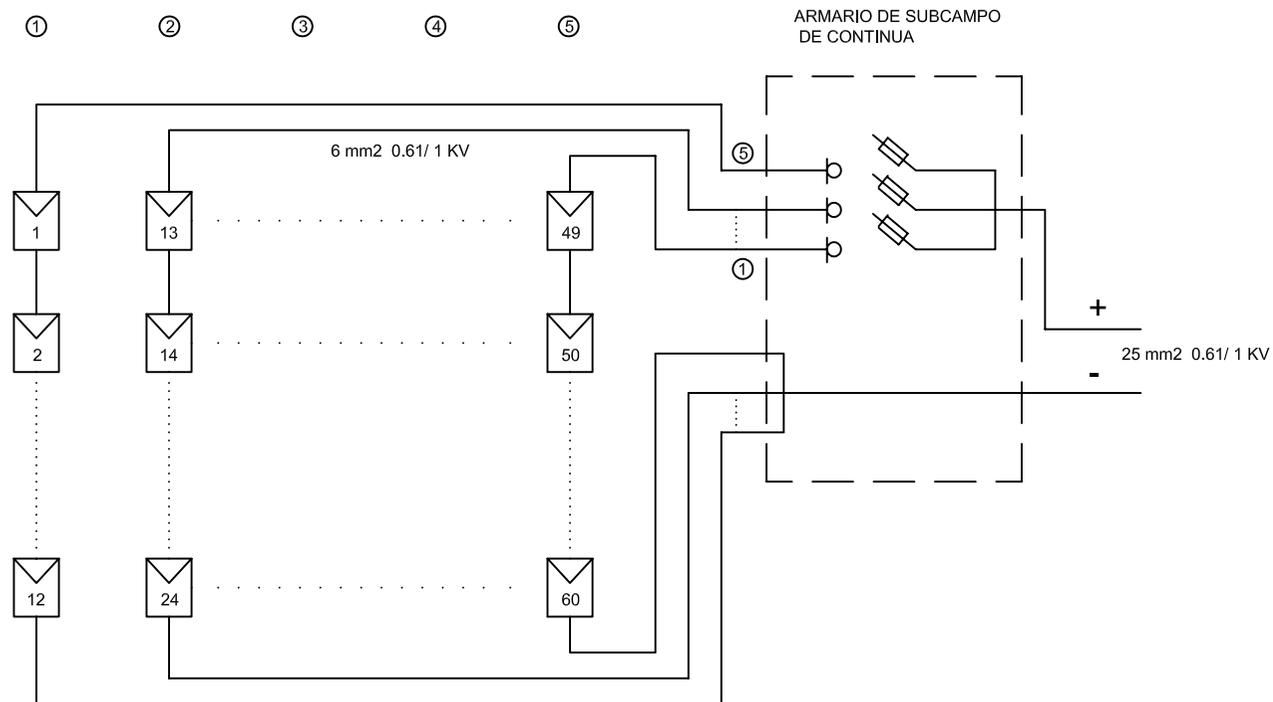
PLANO:  
3



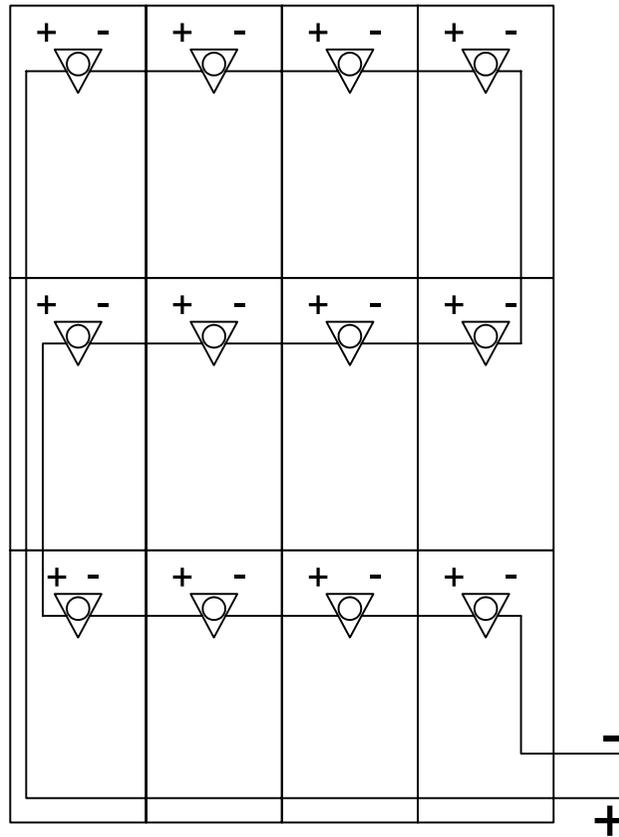
	UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID Escuela Politécnica Superior	<b>PROYECTO FIN DE CARRERA:</b> Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 KW conectada a red en edificio industrial.		
	<b>TITULACION:</b> Ing. Tec. INDUSTRIAL (Especialidad Electricidad)	<b>DESCRIPCION:</b> DISPOSICION INVERSOR EN PLANTA INFERIOR AZOTEA		
	<b>AUTOR:</b> R. Albarracín Sánchez.	<b>TUTOR PROYECTO:</b> J. Amador Guerra.	<b>ESCALA:</b> 1/200	<b>PLANO:</b> 4



 UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID Escuela Politécnica Superior	<b>PROYECTO:</b> Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 KW conectada a red en edificio industrial.			
	<b>TITULACION:</b> Ing.Tec.INDUSTRIAL (Especialidad Electricidad)		<b>DESCRIPCION:</b> ESQUEMA ELECTRICO SUBCAMPOS 1;2;3;4;5;6;7 y 8	
<b>AUTOR:</b> R.Albarracín Sánchez.		<b>TUTOR PROYECTO:</b> J.Amador Guerra.	<b>ESCALA:</b>	<b>PLANO:</b> 5

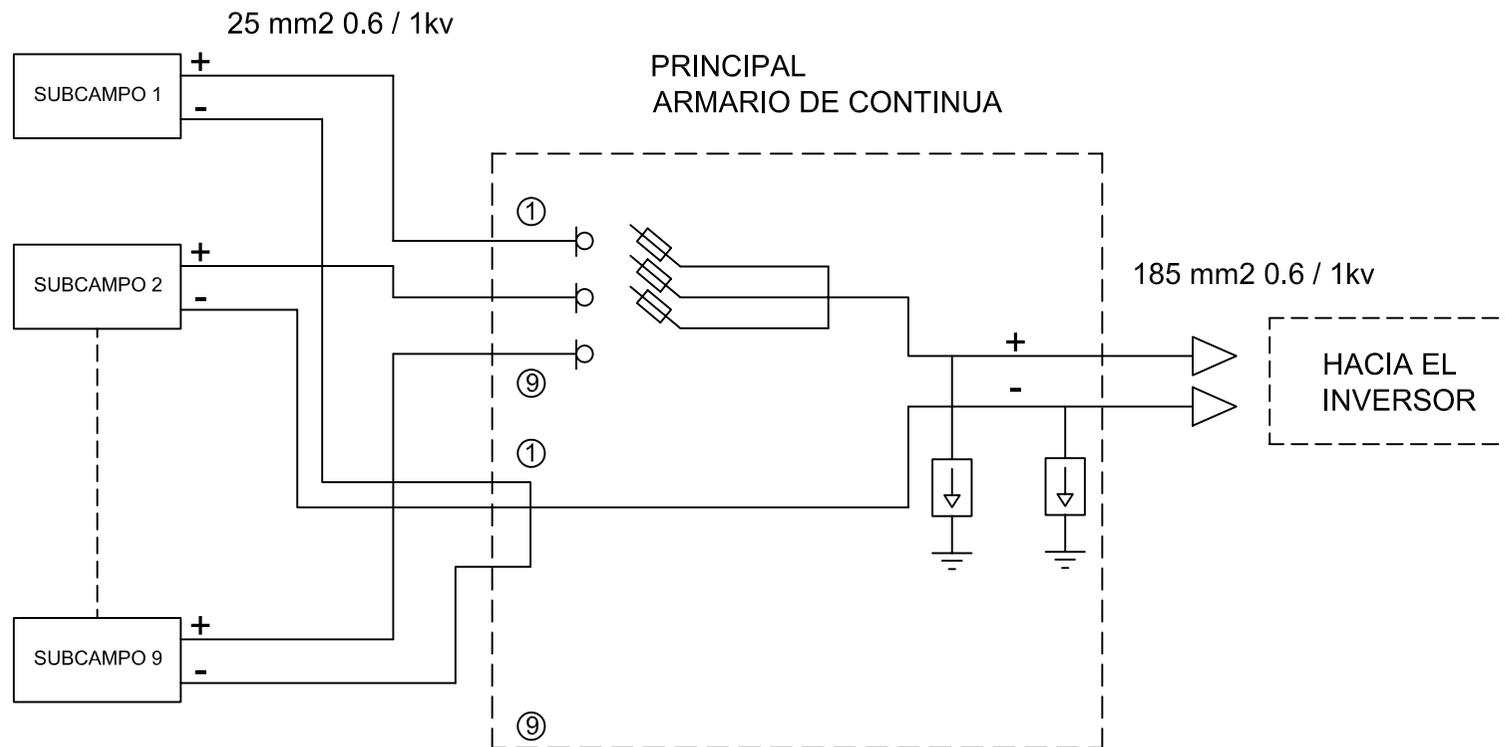


 UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID Escuela Politécnica Superior	PROYECTO: Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 KW conectada a red en edificio industrial.			
	TITULACION: Ing.Tec.INDUSTRIAL (Especialidad Electricidad)		DESCRIPCION: ESQUEMA ELECTRICO SUBCAMPO 9	
AUTOR: R.Albarracín Sánchez.		TUTOR PROYECTO: J.Amador Guerra.	ESCALA:	PLANO: 6

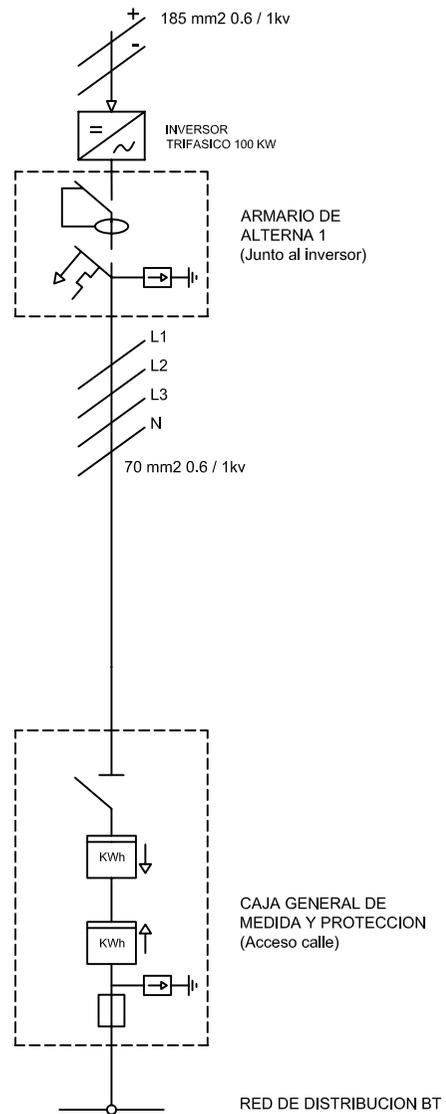


6 mm<sup>2</sup> 0.6 / 1kv

	<p>UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID Escuela Politécnica Superior</p>	<p>PROYECTO: Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 KW conectada a red en edificio industrial.</p>	
<p>TITULACION: Ing.Tec.INDUSTRIAL (Especialidad Electricidad)</p>		<p>DESCRIPCION: DETALLE CONEXIONADO SUBGRUPO DE PANELES</p>	
<p>AUTOR: R.Albarracín Sánchez.</p>		<p>TUTOR PROYECTO: J.Amador Guerra.</p>	<p>ESCALA: PLANO: 7</p>



	UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID Escuela Politécnica Superior	<b>PROYECTO:</b> Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 KW conectada a red en edificio industrial.		
	<b>TITULACION:</b> Ing.Tec.INDUSTRIAL (Especialidad Electricidad)		<b>DESCRIPCION:</b> ESQUEMA ELECTRICO CAMPO FOTOVOLTAICO	
<b>AUTOR:</b> R.Albarracín Sánchez.		<b>TUTOR PROYECTO:</b> J.Amador Guerra.	<b>ESCALA:</b>	<b>PLANO:</b> 8



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID  
Escuela Politécnica Superior

PROYECTO:  
Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 KW conectada a red en edificio industrial.

TITULACION: Ing.Tec.INDUSTRIAL  
(Especialidad Electricidad)

DESCRIPCION: ESQUEMA ELECTRICO  
INSTALACION

AUTOR:  
R.Albarracín Sánchez.

TUTOR PROYECTO:  
J.Amador Guerra.

ESCALA:

PLANO:  
9

## **6. ANEXOS**



## **ANEXO 0. BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN**



- IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), 2002. “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”
- **ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica), 2002.** “Sistemas de Energía Fotovoltaica. Manual del Instalador”
- **CIEMAT (Centro de Investigaciones de la Energía Solar Fotovoltaica).** “Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica”. Serie ponencias.
- IDAE. Edición Especial CINCO DÍAS, . “Manuales de Energías Renovables”
- **Informe ASIF.** Revista Octubre 2004
- **PROGENSA, 1994.** “Electricidad Solar”. Eduardo Lorenzo
- **CONVENIO DE FINANCIACIÓN ICO-IDAE PARA EL FOMENTO DE LAS INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA. AÑO 2005**
- **García Trasancos J. 1999.** “Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión”. Madrid. Paraninfo.
- **Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002.** “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión”. Editorial Paraninfo.
- **Ley 54/1997, de 27 de noviembre,** del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto 436/2004.** “Por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”.
- **Decreto 842/2002 de 2 de agosto.** “Por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión”.
- **Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre.** “Sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión”.
- **Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre.** “Por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2005”.
- **Real Decreto 952/1997 de 20 de junio.** “Residuos tóxicos y peligrosos”
- **Ley 10/1993 de 26 de octubre.** “Regula residuos de limpieza que se eliminan a través del sistema integral de saneamiento”

- **Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre.** “Prevención de riesgos. Seguridad y salud”
- **Real Decreto 485/1997 de 14 de abril.** “Señales y dispositivos de seguridad en ejecución de obras”
- **CEI 61664-1.** “Categorías de los descargadores de tensión”
- **UNE-21123.** “Cables de doble aislamiento para uso intemperie, al aire o enterrados”
- **UNE 20-435-90/2.** “Cables instalados al aire en canalizaciones no rellenas”
- **UNE 20.460-5-54.** “Instalaciones de puesta a tierra”
- **Proyecto:** “Sistema fotovoltaico de 97kWp conectado a la red eléctrica en Vecindario, Gran Canaria”. Antonio Vela Vico. Solener. Año 2005
- **Proyecto:** “Dimensionado de una central fotovoltaica” Mazarrón FV. Año 2005
- **Proyecto fin de carrera:** “Proyecto de edificio fotovoltaico de 5kWp”. Universidad Politécnica de Madrid. Agustín Suarez. Año 2000
- **Proyecto fin de carrera:** “Proyecto de una instalación fotovoltaica conectada a la red: aspectos técnicos y normativos”. José María Navas Villegas. Año 2003
- **Proyecto fin de carrera:** “Los sistemas solares fotovoltaicos conectados a red”. Cristina Arribas Gozalo. Universidad Carlos III de Madrid. Año 2004
- Páginas de internet:
  - [www.dehninger.es](http://www.dehninger.es) (Protecciones de sobretensión)
  - [www.pinazo.com](http://www.pinazo.com) (Material eléctrico. Principalmente envolventes)
  - [www.unex.org](http://www.unex.org) (Cables eléctricos y tubos)
  - [www.pirelli.com](http://www.pirelli.com) (Cables eléctricos)
  - [www.generalcable.es](http://www.generalcable.es) (Cables eléctricos)
  - [www.asif.org](http://www.asif.org) (Centro de información Asociación Industria Fotovoltaica)
  - [www.atersa.com](http://www.atersa.com) (Material fotovoltaico: módulos, inversores, etc)
  - [www.idae.es](http://www.idae.es) (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)
  - [www.bp.com](http://www.bp.com) (Material fotovoltaico: módulos)
  - [www.isofoton.es](http://www.isofoton.es) (Material fotovoltaico: módulos, inversores, etc)
  - [www.solener.com](http://www.solener.com) (Material fotovoltaico, programas de cálculo)
  - [www.schneiderelectric.es](http://www.schneiderelectric.es) (Material eléctrico de todo tipo Merlin Gerin)
  - [www.inelsacontrols.com](http://www.inelsacontrols.com) (Productor y distribuidor material fotovoltaico)
  - [www.erpt.net](http://www.erpt.net) (Distribuidor material fotovoltaico)
  - [www.climacity.com](http://www.climacity.com) (Distribuidor material fotovoltaico)
  - [www.sma.de](http://www.sma.de) (Material fotovoltaico: módulos, inversores, etc)
  - [www.fronius.com](http://www.fronius.com) (Material fotovoltaico: módulos, inversores, etc)

- [www.mitsubishisolar.com/tarifas2004.pdf](http://www.mitsubishisolar.com/tarifas2004.pdf)(Tarifa material fotovolta.)
- [www.albasolar.com](http://www.albasolar.com) (Material fotovoltaico: módulos, inversores, etc)
- [www.hager.es](http://www.hager.es) (Amplio catálogo de material eléctrico)
- [www.gaestopas.com](http://www.gaestopas.com) (Juntas y uniones de cableado eléctrico)
- [www.gewiss.es](http://www.gewiss.es) (Armarios, tubos de protección)
- [www.uriarte.net](http://www.uriarte.net) (Envolventes prefabricadas)
- [www.soluzusa.com](http://www.soluzusa.com) (Material fotovoltaico: módulos, inversores, etc)
- [www.ecosonnen.com](http://www.ecosonnen.com) (Material fotovoltaico: módulos, inversores, etc)
- [www.garbitek.com](http://www.garbitek.com) (Material fotovoltaico: módulos, inversores, etc)
- [www.abb.com](http://www.abb.com) (Material eléctrico)
- [www.aeat.es](http://www.aeat.es) (Agencia Tributaria. Ministerio de Economía y Hacienda)
- [www.grupotemper.com](http://www.grupotemper.com) (Material eléctrico)



# **ANEXO I. CONVOCATORIA LÍNEA ICO-IDAE 2005**



## **Convocatoria Línea ICO-IDAE 2005 (Resumen)**

A continuación se presenta un resumen de las características de la línea ICO-IDAE 2005, en la que cabe destacar la importancia concedida en la convocatoria a la innovación, con una línea independiente dotada de 12 M€, y el relevante potencial para la difusión de las tecnologías de ER y EE de los Entes locales, dada su cercanía al ciudadano.

### ***a) Finalidad***

La Línea tiene como objetivo financiar las inversiones destinadas a la mejora de la eficiencia energética y al fomento de las energías renovables.

Para la convocatoria de 2005, la Línea se ha estructurado en tres grandes apartados:

- Línea Solar para proyectos de inversión en energía solar térmica, fotovoltaica, de concentración e instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas
- Línea de Energías Renovables y Eficiencia Energética, para proyectos de inversiones en el resto de tipologías (Eficiencia energética en edificios, industria y sector público; cogeneración; minihidráulica; eólica < 2 MW; pilas de combustible; etc...)
- Línea de Innovación, Demostración y Entes Locales, para cualquiera de las tipologías de proyectos que presenten estas características

### ***b) Recursos disponibles***

El IDAE ha dotado un fondo para ayudas por importe de 60 millones de euros, en las siguientes partidas: 24 M€ para energías renovables, 24 M€ para eficiencia energética, y 12 M€ para la línea de innovación.

A su vez, el ICO ha dotado 300 millones de euros para la financiación, con la siguiente distribución: 120 M€ para la línea solar, 120 M€ para la línea de ER y EE y 60 M€ para la línea de innovación.

### ***c) Beneficiarios***

Personas físicas o jurídicas, de naturaleza pública o privada.

### ***d) Plazo de Solicitud***

Las solicitudes podrán ser entregadas a partir del 1 de junio y hasta el 30 de septiembre en las Entidades de Crédito adheridas a la Línea.

### ***e) Inversiones financiadas***

Serán financiadas los activos fijos nuevos con ubicación en España, destinados al aprovechamiento de las fuentes de energías renovables o a la mejora de la eficiencia energética, cuya inversión se inicie a partir de la fecha de entrada de la solicitud en el

ICO. El plazo máximo de realización de la inversión será de dos años a partir de la fecha de formalización del préstamo o leasing.

***f) Importe máximo financiable***

Hasta el 80% del coste de referencia de la inversión.

***g) Importe máximo de financiación por beneficiario***

Para tipología Solar hasta 600.000 euros, admitiéndose una única solicitud por beneficiario y año. Para el resto de tipologías hasta 6.000.000 de euros formalizado en una o varias operaciones.

***h) Importe de las ayudas del IDAE***

Dependiendo de la tipología de cada proyecto, las ayudas del IDAE estarán comprendidas entre 125 euros y 375 euros por cada 1.000 euros de financiación ICO. Esta ayuda se aplicará a la amortización anticipada parcial del préstamo o leasing, disminuyendo el principal pendiente.

***i) Plazo de amortización***

El beneficiario final puede elegir entre 8 o 10 años, incluido el de carencia.

***j) Tipo de interés***

El tipo de interés será de EURIBOR más hasta el 1%, revisable semestralmente. Las Entidades financieras no aplicarán comisiones por ningún concepto en la formalización del préstamo.

***k) Cancelación anticipada***

Sólo se permiten cancelaciones anticipadas coincidiendo con la fecha de revisión. Estas cancelaciones no conllevarán penalización. En este caso, el prestatario no procederá a la devolución de la ayuda de IDAE si la inversión ha sido realizada y comprobada por éste.

***l) Tramitación***

El solicitante presentará al ICO, a través de la Entidad de Crédito, la documentación requerida y el ICO, a su vez, la remitirá al IDAE para su evaluación técnica. Cada Entidad de Crédito podrá presentar al ICO un máximo de 25 solicitudes por semana.

En el plazo máximo de 30 días hábiles, el IDAE, a la vista de la documentación recibida, evaluará el proyecto de inversión presentado y comunicará al ICO el resultado de la misma y, en su caso, el importe y condiciones de la ayuda concedida y el de la financiación correspondiente.

El ICO lo comunicará a la Entidad de Crédito, quien dispone de dos meses, a contar desde la fecha de comunicación por el ICO de la evaluación favorable del IDAE, para formalizar el préstamo o leasing con el beneficiario final, por hasta el importe máximo aprobado por el IDAE y autorizado por el ICO.

En el caso de agotamiento de las dotaciones presupuestarias en alguna de las áreas técnicas, los proyectos serán aprobados condicionados a la reasignación de fondos no aplicados que pudieran producirse una vez cerrado el plazo de solicitud.

#### ***m) Comprobación de los proyectos***

Realizadas las inversiones, el beneficiario final, en el plazo máximo de 30 días, lo comunicará a través de la Entidad de Crédito Mediadora al ICO, y éste al IDAE (Anexo IV), para que se pueda proceder a la verificación del cumplimiento de las condiciones que determinaron la concesión de la ayuda y financiación. En el caso de incumplimiento de las condiciones, el beneficiario vendrá obligado al reintegro de ambas.

#### ***n) Documentación***

Los solicitantes cumplimentarán y presentarán en cualquiera de las Entidades de Crédito Mediadoras los siguientes documentos:

- Anexos V, VI, VII, VIII y IX: Identificación del beneficiario; presupuesto, ubicación y periodo de ejecución; Ficha resumen innovación (en su caso), Ficha resumen por proyecto tipo; solicitud.
- Memoria justificativa del proyecto.
- Acreditación actualizada de hallarse el solicitante al corriente de sus obligaciones tributarias y frente a la Seguridad Social, expedidos después de 1 de abril de 2005.

#### ***o) Garantías***

Cada entidad de Crédito analiza la solicitud del préstamo o leasing y, en función de la solvencia del solicitante y de la viabilidad del proyecto de inversión, determina las garantías a aportar, pudiendo ser estas: hipotecarias, personales, avales mancomunados o solidarios, sociedades de Garantía Recíproca, etc.

#### ***p) Compatibilidad de ayudas***

El máximo total de ayudas quedará sujeto a los límites establecidos por la Comisión Europea en cuanto a la acumulación de ayudas públicas.

## **ANEXO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL MÓDULO SOLAR E INVERSOR**



# A-130M / A-140M / A-150M

## Módulo Fotovoltaico Profesional

### FUNCIONALIDAD ECOLÓGICA

ATERSA utiliza materiales de última generación para fabricar sus módulos fotovoltaicos. Los módulos de 72 células monocristalinas suministran la tensión idónea para sistemas de 24V CC, como instalaciones autónomas con batería de potencia elevada, bombeo directo de agua... así como sistemas de inyección directa de la energía a la red eléctrica. Estos módulos se agrupan en la gama de alta potencia, y son ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación acústica. Además, gracias a su diseño, se pueden integrar con facilidad en prácticamente cualquier instalación.

### MATERIALES

El largo bagaje de ATERSA en la fabricación de módulos fotovoltaicos, sitúa a la empresa en una posición inmejorable a la hora de elegir los materiales más adecuados para su producción, lo que significa garantía de calidad para sus productos.

Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

Gracias al sistema utilizado en los marcos de ATERSA, se ha conseguido aunar tanto el propósito de dar rigidez mecánica al laminado, cumpliendo todas las normas requeridas, así como un sistema fácil y rápido de montaje, que consigue reducir hasta 3 veces el tiempo necesario para la instalación de los módulos. Esto, sumado a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

### CALIDAD

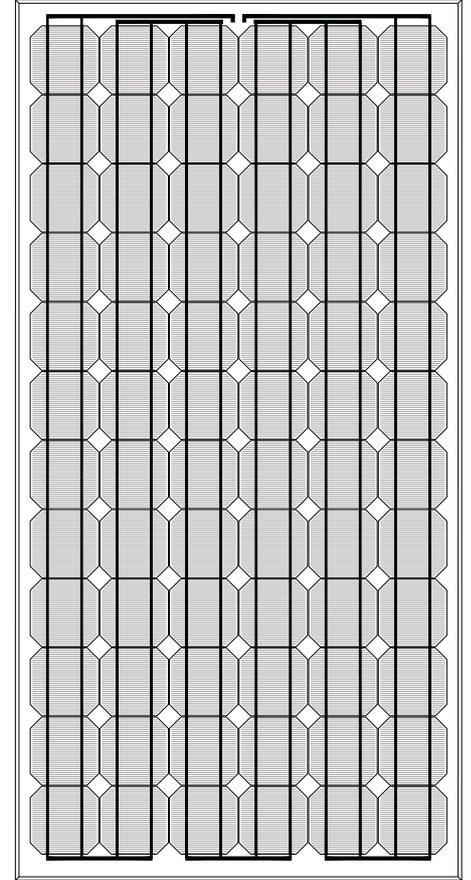
Todos los productos de ATERSA se fabrican bajo las estrictas normas de calidad dictadas por la ISO 9001, certificado que posee la compañía desde el año 1997. Esta serie de módulos sigue las directivas europeas 89/336/CEE y 73/23/CEE, y dispone de las certificaciones TÜV de cumplimiento de la IEC 61215 y SC II para su uso en sistemas de hasta 700V DC. La IEC 61215 exige -entre otras pruebas- ensayos de ciclos térmicos de 200 ciclos frío-calor de -40°C a +85°C, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola de 25,4mm de diámetro a una velocidad de 82 Km/h, once veces sobre el módulo.

La caja de conexiones QUAD utilizada por ATERSA posee, además del certificado SC II TÜV, un grado de estanqueidad IP 65, que provee al sistema de un inmejorable aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5mm hasta 10mm.

Estos módulos van provistos de cables asimétricos en longitud, con un diámetro de sección de cobre de 4mm, y con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplen con todos los requerimientos SC II TÜV, tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

### GARANTÍA

GARANTÍA de hasta 25 años sobre la potencia de salida y de 5 años contra los defectos de fabricación. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: [www.atersa.com](http://www.atersa.com)).



## CARACTERÍSTICAS

Los datos eléctricos reflejan los valores típicos de los módulos y laminados A-130M, A-140M y A-150M medidos en la salida de los terminales, al final del proceso de fabricación.

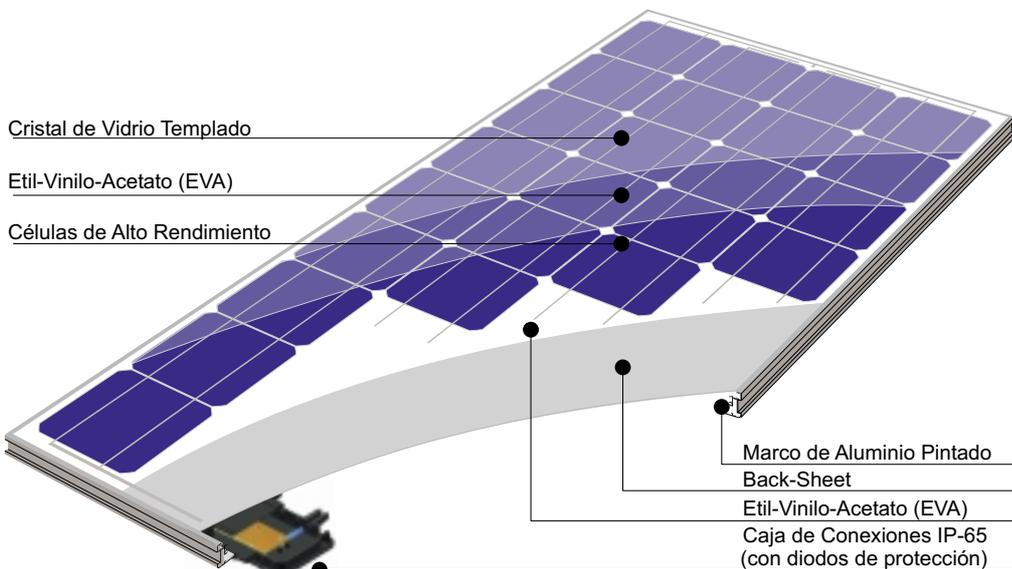
Mediciones realizadas conforme a ASTM E1036 corregidas a las condiciones de prueba estándar (STC): radiación 1KW/m<sup>2</sup>, distribución espectral AM (masa de aire) 1,5 ASTM E892 y temperatura de célula de 25°C.

La potencia de las células solares es variable en la salida del proceso de producción. Las diferentes especificaciones de potencia de estos módulos reflejan esta dispersión.

Las células cristalinas, durante los primeros meses de exposición a la luz, pueden experimentar una degradación fotónica que podría hacer decrecer el valor de la potencia máxima del módulo hasta un 3%.

Las células, en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las condiciones estándar de medida del laboratorio. El TONC es una medida cuantitativa de ese incremento. La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de 0,8KW/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s.

Dado que la pintura del marco es un aislante eléctrico, habrá que erosionar el punto de contacto con el cable de tierra para asegurar la continuidad a tierra.



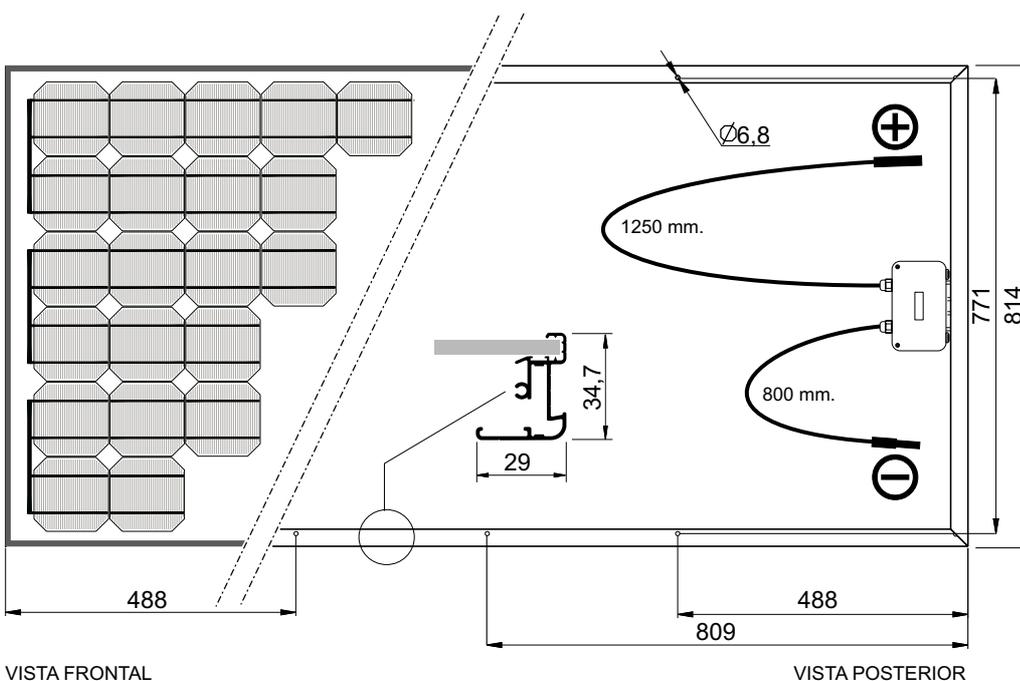
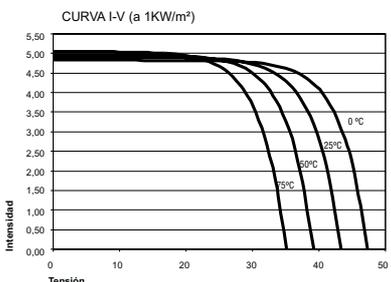
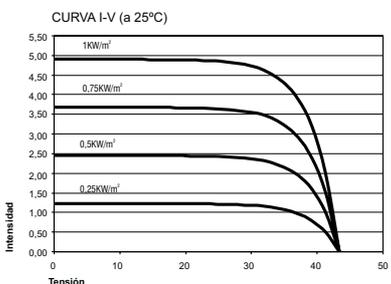
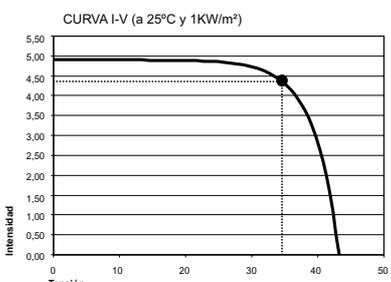
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-130M	A-140M	A-150M
Potencia (W en prueba -2+5 %)	130 W	140 W	150 W
Número de células en serie	72	72	72
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	4,00 A	4,20 A	4,40 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	32,50 V	33,40 V	34,00 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	4,55 A	4,70 A	4,80 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	41,40 V	42,90 V	43,00 V
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	2,00 mA/°C	2,00 mA/°C	2,00 mA/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-194,40 mV/°C	-194,40 mV/°C	-194,40 mV/°C
Máxima Tensión del Sistema	700 V	700 V	700 V

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	A-130M	A-140M	A-150M
Dimensiones (mm.)	1618x814x35	1618x814x35	1618x814x35
Peso (aprox.)	14,80 Kg.	14,80 Kg.	14,80 Kg.

Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: 47±2°C  
 NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

### CURVAS MODELO A-150M



MADRID 28045  
 C/ Embajadores, 187-3º  
 tel. +34 915 178 580  
 tel. +34 915 178 452  
 fax. +34 914 747 467

CATARROJA (VALENCIA) 46470  
 Polígono Industrial  
 Camí del Bony, 14  
 tel. +34 961 278 200  
 fax. +34 961 267 300  
 e-mail: atersa@atersa.com

CÓRDOBA 14007  
 C/ Escritor Rafael Pavón, 3  
 tel. +34 957 263 585  
 fax. +34 957 265 308



INSTRUCCIONES DE FUNCIONAMIENTO  
INVERSOR SENOIDAL DE CONEXIÓN A RED TRIFÁSICA  
**SIEL-SOLEIL Mod. 100KW**



Fecha Edición:	09/09/04
Última Revisión:	19/04/05
Referencia:	MU-SIEL-100KW-V1.1.doc

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>ÍNDICE DE CONTENIDO</b> .....	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>2</b>
<b>INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD</b> .....	<b>3</b>
PRECAUCIONES GENERALES.....	3
CAÍDA DE RAYOS Y SOBRETENSIONES.....	3
CONEXIÓN A TIERRA.....	3
<b>DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO</b> .....	<b>4</b>
ESQUEMA DE BLOQUES .....	4
SEGUIMIENTO DEL MPPT .....	4
FORMATOS DEL EQUIPO.....	5
<b>FUNCIONAMIENTO</b> .....	<b>5</b>
PANEL DE CONTROL.....	5
MARCHA/PARO DEL EQUIPO.....	6
MODO MANUAL Y AUTOMÁTICO.....	7
LECTURA DE PARÁMETROS DE LA INSTALACIÓN .....	7
MENSAJES DEL EQUIPO.....	7
ALARMAS DEL EQUIPO.....	8
SEÑALIZACIÓN REMOTA. TARJETA INTERFACE.....	8
<b>PROTECCIONES DEL EQUIPO</b> .....	<b>9</b>
SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS.....	9
TEMPERATURA ELEVADA.....	9
MODO ISLA .....	9
<b>INSTALACIÓN DEL EQUIPO</b> .....	<b>9</b>
UBICACIÓN .....	9
INSPECCIÓN VISUAL .....	10
PUESTA EN MARCHA.....	10
<b>INFORMACIÓN TÉCNICA</b> .....	<b>12</b>
<b>MANTENIMIENTO</b> .....	<b>13</b>
<b>GARANTÍA</b> .....	<b>13</b>

## INTRODUCCIÓN

La gama de inversores SOLEIL es la solución idónea para la inyección directa de energía en la red eléctrica trifásica convencional, producida por un generador fotovoltaico.

Se dispone de un amplio abanico de potencias que abarca desde los 10KW hasta los 500kW.

Los inversores SOLEIL emplean la técnica de seguimiento del punto de máxima potencia de panel (MPPT), que permite obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

El equipo permite el funcionamiento tanto en modo automático como en modo manual. En modo automático se realiza constantemente el seguimiento del punto de máxima potencia de panel. En modo manual es el usuario quien determina el punto de trabajo de panel, en el cual el sistema trabajará de forma constante.

La forma de onda de la corriente inyectada a la red eléctrica convencional es idéntica a la de la tensión de salida, con un factor de potencia unitario en cualquier condición de funcionamiento.

Los inversores SOLEIL cumplen con la normativa CEI 11-20, puesto que disponen de aislamiento galvánico en la salida hacia la red trifásica, lo cual elimina la posibilidad de inyectar alguna componente de corriente continua hacia la red de distribución eléctrica.

El inversor dispone de un panel de control con display alfanumérico de tipo LCD y teclado que permite realizar la lectura y ajuste de los parámetros de funcionamiento del equipo, así como el tratamiento de las alarmas que se generen.

El equipo dispone de salidas auxiliares para la señalización remota de alarmas o del estado del sistema.

La tecnología de control del SOLEIL es de tipo PWM (Pulse Width Modulation) y los dispositivos semiconductores de potencia empleados son IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), los cuales permiten manejar potencias elevadas con un alto grado de robustez y fiabilidad.

Todas estas prestaciones, unidas al servicio de asistencia proporcionado por ATERSA son la garantía para acceder a las ventajas de un sistema profesional de conexión directa a red.

## INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD



La lectura y aceptación de las siguientes instrucciones de seguridad debe preceder a la puesta en marcha del equipo. Para cualquier aclaración o información adicional, contacte con el Departamento Técnico de ATERSA.



### Precauciones Generales

- ⚠ Este equipo utiliza internamente tensiones elevadas, que potencialmente pueden causar daños a las personas. El acceso a zonas interiores del equipo requiere de herramientas que no se incluyen en el suministro. Todas las operaciones de mantenimiento y reparación que precisen el acceso a estas zonas del equipo se deben realizar únicamente por personal técnico cualificado.
- ⚠ No se deben introducir objetos por las rejillas de ventilación del equipo. No exponer el inversor a la lluvia, nieve o cualquier tipo de líquido. El inversor está diseñado para ser instalado solo en interiores. En aplicaciones industriales resulta conveniente proteger el inversor contra salpicaduras y ambientes húmedos. Para la limpieza del equipo emplear únicamente paños secos. Es importante seguir estas prescripciones incluso con el inversor parado.
- ⚠ La tapa superior del inversor no está diseñada para soportar cargas pesadas. No se debe subir nunca sobre la tapa superior del inversor, ni emplear a éste como elemento de apoyo de objetos.
- ⚠ El diseño de las conexiones, las secciones de los cables empleados y la instalación del inversor, deben cumplir las normas que regulan la utilización de corrientes en baja tensión.
- ⚠ No se debe suministrar tensión al equipo sin haber realizado una verificación previa por personal técnico cualificado.
- ⚠ Los inversores de la serie SOLEIL son equipos pesados. Los traslados del equipo se deben realizar por personal cualificado. Controlar de forma preventiva el estado del suelo y pavimentos sobre los que se va a colocar el equipo.
- ⚠ Verificar que la línea de conexión a la red eléctrica de distribución dispone de órganos de seccionamiento y protección dimensionados de forma adecuada. Verificar que estos órganos funcionan correctamente.
- ⚠ La temperatura de los disipadores de calor de las etapas de potencia podrían llegar a alcanzar los 80°C. **No se deben obstruir en modo alguno las tomas de entrada y salida de aire del equipo.**

- ⚠ Respetar las condiciones ambientales de funcionamiento y las advertencias indicadas en el apartado de ubicación del equipo.



### Caída de rayos y Sobretensiones

En caso de tormentas frecuentes existe la posibilidad de descarga eléctrica a través de las líneas.

Es conveniente la instalación de un pararrayos para reducir el riesgo de daños en los circuitos de control debidos a las altas tensiones inducidas en el entorno.

Para proteger el equipo frente a picos de tensión provocados por descargas atmosféricas se recomienda la instalación de varistores en las bornas de las conexiones de entrada de paneles y salida de alterna.

Para la protección frente a caída directa de rayos, además de la instalación de un pararrayos, es necesario dotar a las líneas que transcurren por el exterior de protecciones especiales.



### Conexión a Tierra

Es necesario y así lo exige el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión que el inversor se conecte a tierra. La toma de tierra debe ser única y común para todos los elementos de la instalación. La salida trifásica de 400Vac del inversor SOLEIL está totalmente aislada de los paneles.



Conectar siempre en primer lugar el cable de tierra. En caso de desconexión del equipo, desconectar el cable de tierra en último lugar.

## DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

### Esquema de Bloques

El inversor SOLEIL se compone de una serie de bloques conceptualmente independientes, según la figura a pie de página.

Cuando se conecta el inversor, en primer lugar se realiza una verificación de la red eléctrica (4) midiendo la tensión eficaz y la frecuencia. Si estos dos valores se encuentran dentro de un margen de valores adecuado, el inversor procederá a realizar una lectura de la tensión de entrada del generador fotovoltaico de forma periódica (1). Cuando la tensión de entrada del generador fotovoltaico es suficientemente elevada, se inicia el proceso de conversión de energía. (Ver datos técnicos)

Al iniciar el proceso de conversión de energía, en primer lugar el convertidor DC/DC (2) empieza a absorber energía desde el generador fotovoltaico y cuando la tensión en el bus de corriente continua alcanza el valor de ajuste durante aproximadamente 10 segundos, el convertidor DC/AC (3) arrancará y, después de conectarse a la red por medio de un relé de arranque, se inicia la inyección de energía en la red. El procedimiento anterior requiere de un tiempo aproximado de dos minutos para ser completado.

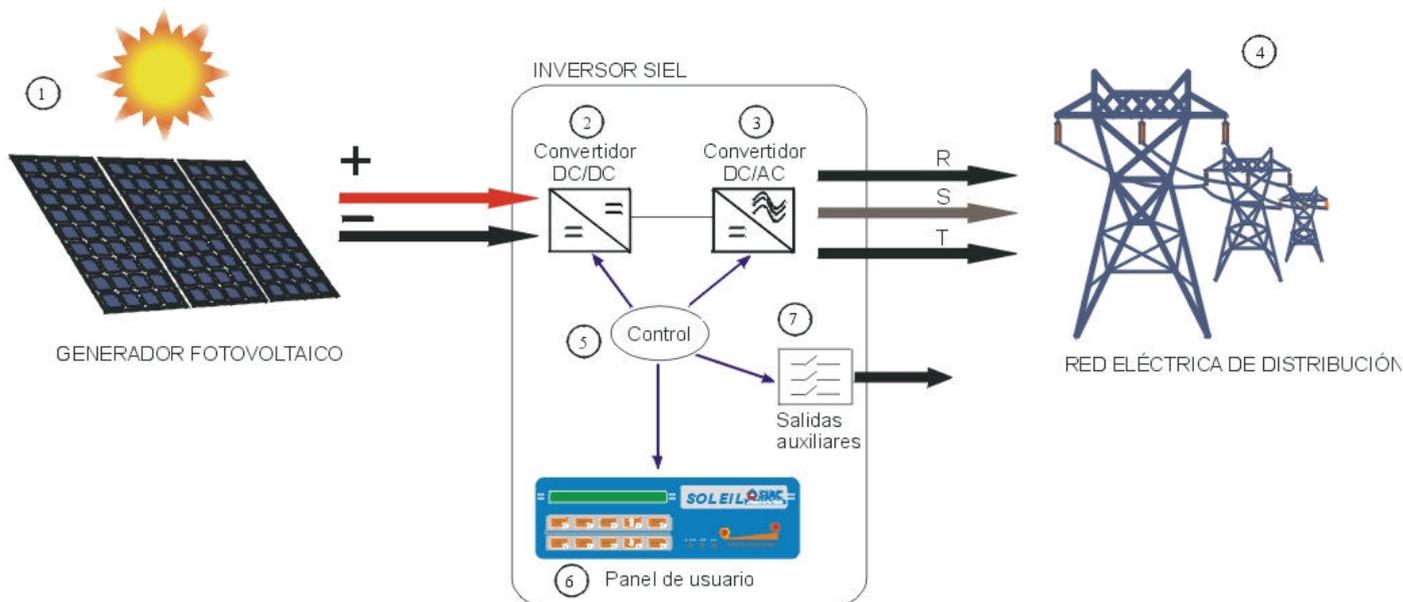
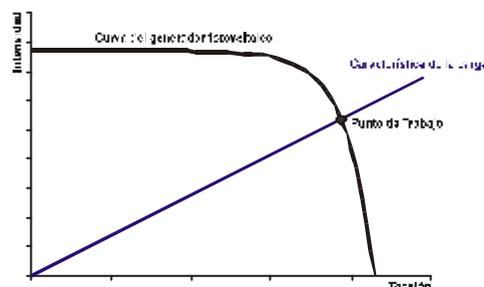
En este momento es cuando entra en funcionamiento el sistema de control (5), el cual se encarga de variar el punto de funcionamiento del convertidor DC/DC para que el sistema trabaje en todo instante en el punto que optimice al máximo la energía inyectada a la red. La precisión del seguidor de máxima potencia (MPPT) y el tiempo entre un punto de máxima potencia y el siguiente punto de búsqueda son parámetros que vienen configurados de fábrica. En cualquier caso, estos parámetros se pueden modificar por personal técnico, en caso necesario.

Si en un instante dado, la tensión del generador fotovoltaico desciende del valor mínimo admisible o la potencia inyectada a la red es excesivamente baja, el convertidor DC/DC pasará a modo de PAUSA por un periodo de 10 minutos, y al mismo tiempo se realizará la desconexión del inversor de la red. Al finalizar este periodo de 10 minutos, si las condiciones mínimas de puesta en marcha del equipo se verifican correctamente, se pondrá en funcionamiento el convertidor DC/DC repitiéndose la secuencia de arranque indicada anteriormente.

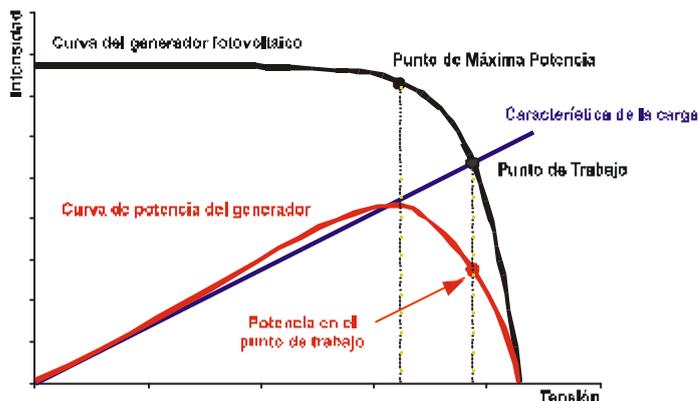
El equipo dispone además de una tarjeta interface (7) para comunicarse con el exterior y señalar el estado y las posibles alarmas que se hayan producido, así como un panel de usuario (6) y visualización de las señales características del sistema.

### Seguimiento del MPPT

Cuando una célula fotovoltaica recibe radiación solar, genera una tensión eléctrica que depende del nivel de radiación solar incidente y de la temperatura de la célula. Cuando se conecta una carga a la célula fotovoltaica, circulará una intensidad a través de la carga y disminuirá la tensión de la célula acorde a su característica V-I. La siguiente figura muestra la curva característica típica V-I para una célula, la cual es por analogía idéntica a la de un módulo fotovoltaico, o a la de un generador fotovoltaico formado por varias series de módulos. Se muestra asimismo la curva característica de la carga, que será resistiva (puesto que la tensión generada es de corriente continua). La intersección de la curva V-I del generador fotovoltaico con la curva de la carga conectada, se denomina *Punto de Trabajo*.

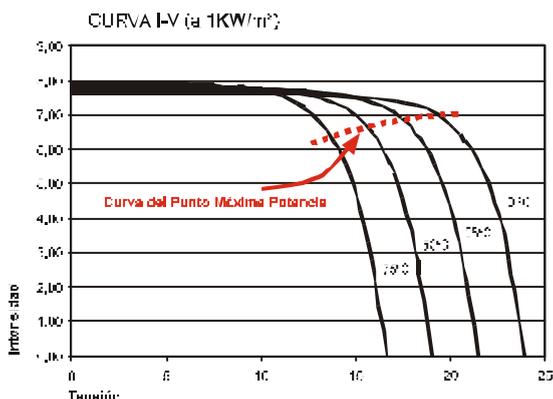
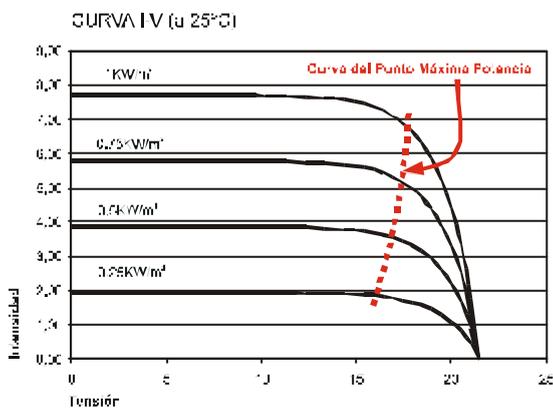


La respuesta V-I del generador fotovoltaico, implica también una respuesta característica de la potencia de salida, la cual no es constante para cualquier punto de funcionamiento, como se observa en el siguiente gráfico.



El punto de trabajo en el que la potencia de salida del módulo es la máxima posible, se denomina *Punto de Máxima Potencia*. Tal y como se observa en el gráfico anterior, con la carga que tenemos conectada al generador, estaríamos trabajando en un punto de trabajo en el que la potencia sería de un orden del 40% inferior a la máxima que el generador puede suministrar.

Además, la curva V-I del generador fotovoltaico no es fija, sino que varía según las condiciones de temperatura y radiación solar incidente. Las siguientes gráficas muestran las curvas típicas de un módulo A-115 de ATERSA en función de la radiación solar y de la temperatura. En las curvas se muestra además la evolución del punto de máxima potencia.



La misión del seguidor del punto de máxima potencia del inversor SOLEIL es, por tanto, variar la resistencia de carga del equipo para que el generador fotovoltaico trabaje siempre en el punto de máxima potencia posible, de este modo, también será máxima la energía inyectada a la red eléctrica de distribución. El elemento del equipo encargado de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia es el convertidor DC/DC a través del control del inversor.

**El inversor, en Modo Automático, realiza de forma continua el seguimiento del punto de máxima potencia de panel.**

El equipo permite también el funcionamiento en Modo Manual, en el que el usuario determina el punto de trabajo en el que de forma fija quiere que trabaje el generador fotovoltaico. Lógicamente, **en modo manual NO se obtiene el máximo rendimiento energético de la instalación**, por lo que este modo de trabajo debe considerarse únicamente como un método de verificación del equipo por personal técnico cualificado.

### Formato del Equipo



## FUNCIONAMIENTO

### Panel de Usuario

El equipo dispone de un panel de usuario en el frontal que consta de un teclado de membrana y un display LCD alfanumérico que permite visualizar dos líneas de 40 caracteres cada una. Dispone además de 3 leds que informan del estado del equipo y de una barra de leds que indica el nivel de potencia instantánea que se está inyectando a la red.

La descripción de la función de cada una de las teclas del panel de operador, así como el significado de los leds se indican en el gráfico de la siguiente página.

## Marcha/Paro del Equipo

 Es necesario seguir todas las precauciones y advertencias indicadas en este manual, así como los pasos indicados en el apartado de instalación y puesta en marcha del equipo antes de poner el inversor en funcionamiento.

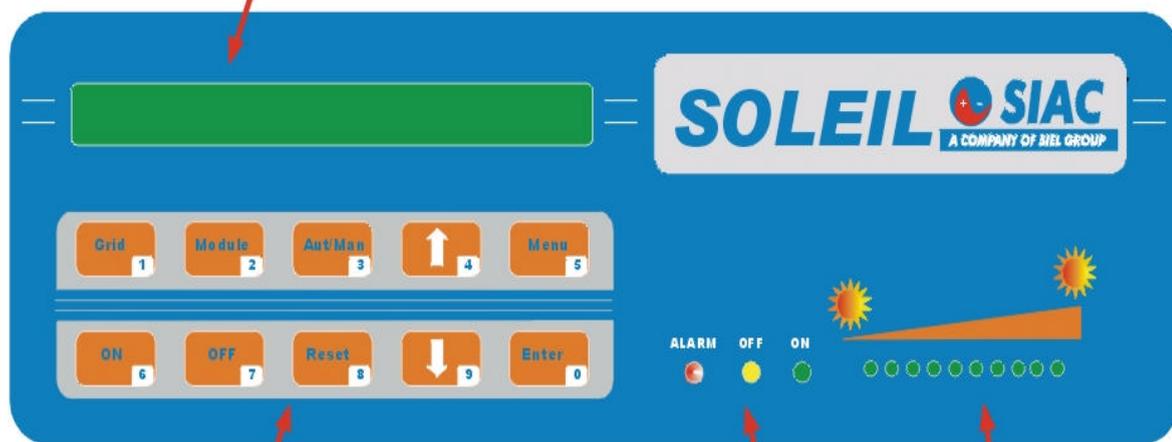
Para realizar la puesta en marcha y paro del equipo emplearemos las teclas de ON y OFF del panel de usuario, seguidas de la tecla ENTER.

Si se presiona la tecla ON del equipo, y se confirma la puesta en marcha mediante la tecla ENTER, el inversor se colocará en *Estado Activo* mientras los leds ON y OFF parpadean alternativamente. En este estado el inversor está parado esperando a que las condiciones de radiación solar y red eléctrica de distribución sean idóneas para iniciar la conexión. Es entonces cuando se inicia el proceso de conversión y la energía procedente del generador fotovoltaico será inyectada a la red eléctrica.

Cuando el inversor empiece a inyectar energía a la red, el led ON lucirá de forma fija para indicar dicha situación. En el caso de que la radiación disponible no sea suficiente para iniciar el proceso de conversión de energía o bien que las condiciones de la red eléctrica no sean adecuadas para iniciar el proceso el inversor permanecerá en *Estado Activo* mientras los leds ON y OFF parpadean alternativamente, a la espera de que dichas condiciones sean adecuadas.

Por su parte, al pulsar la tecla OFF del panel de control, el inversor pasa automáticamente a *Estado Reposo*. En este modo el inversor permanece apagado y no se realiza ninguna actividad ni de conversión de energía ni de espera a la conexión. Este estado se indica mediante el led de OFF activado de forma fija.

### Display alfanumérico LCD de 40x2 caracteres



### Teclado de membrana

	1ª Pulsación: Visualizar parámetros de red 2ª Pulsación: Visualiza parámetros históricos
	Visualizar parámetros del generador fotovoltaico
	Selección modo funcionamiento Automático/Manual
	Desplazamiento de mensajes del display
	Configuración dirección de comunicaciones Únicamente personal cualificado
	Puesta en marcha y desconexión del equipo
	Desconexión de alarma acústica Regresar al menú de Mensajes
	Confirmación de la orden

### Nivel de potencia inyectada a la red eléctrica (El fondo de escala es la potencia nominal del inversor)

### Indicadores de estado del equipo

	<b>ALARM</b> Se ilumina cuando la máquina está parada por la activación de alguna alarma
	<b>OFF</b> Se ilumina cuando la máquina está en Estado Reposo
	<b>ON</b> Se ilumina cuando el inversor se pone en funcionamiento, inyectando energía a la red. El inversor está inyectando.
	Quando lucen alternativamente los leds de OFF y ON indican que el inversor está parado por radiación insuficiente, por parámetros de la red inadecuados o por encontrarse en fase de arranque. El inversor está en Estado Activo.

## Modo Manual y Automático

Para seleccionar el modo de trabajo del inversor se emplea la tecla Aut/Man. Con cada pulsación de esta tecla cambiamos la selección de un modo a otro. El modo seleccionado de trabajo se debe confirmar con la tecla ENTER para que pase a ser el modo operativo del inversor.

Cuando se selecciona el modo Manual de funcionamiento, con las teclas de desplazamiento de mensajes, podemos modificar el punto de funcionamiento del equipo, aumentando o disminuyendo respectivamente la intensidad del punto de trabajo del generador fotovoltaico.

**i** El modo manual de funcionamiento no permite al inversor obtener el máximo rendimiento posible del generador fotovoltaico. Este modo de trabajo se debe emplear únicamente para diagnósticos y pruebas del equipo por personal cualificado.

## Lectura de Parámetros de la Instalación

En cualquier momento, se pueden visualizar en el display del equipo los parámetros de la instalación. Mediante la tecla Module visualizamos los referidos al generador fotovoltaico:

- ☞ Tensión de entrada de paneles de cc (V)
- ☞ Intensidad de entrada de paneles de cc (A)
- ☞ Potencia suministrada por el generador fotovoltaico (KW)
- ☞ Temperatura, si el equipo dispone de sonda de temperatura (°C)
- ☞ Radiación en el plano horizontal, si se dispone de la célula calibrada adecuada ( $W/m^2$ )
- ☞ Radiación en el plano de los módulos, si se dispone de la célula calibrada adecuada ( $W/m^2$ )

Por su parte, pulsando una vez sobre la tecla Grid visualizamos los parámetros referentes a la parte de corriente alterna del equipo:

- ☞ Tensión entre fases RS, ST y TR (V)
- ☞ Intensidad de fase R, S y T (A)
- ☞ Potencia instantánea inyectada a la red (KW)
- ☞ Temperatura interior del inversor (°C)

Al pulsar por segunda vez sobre dicha tecla, se visualizan en el display del equipo el total de la energía en KWh producidos durante la vida del inversor y el total de horas que ha estado en funcionamiento.

## Mensajes del Equipo

Durante el funcionamiento normal del equipo, el display mostrará continuamente mensajes indicando el estado del inversor. Mediante las teclas de desplazamiento del panel de usuario, es posible visualizar los mensajes previos que han ido apareciendo en la pantalla.

Las indicaciones que hacen referencia al estado del equipo son las siguientes:

MENSAJE:	DESCRIPCIÓN:
Inversor en estado reposo:	Sin actividad de conversión de energía ni espera a la conversión.
Inversor en estado activo:	Esperando a que las condiciones de radiación y red sean idóneas para iniciar la conexión.
Inversor conectado a la red:	Contactador de conexión a red cerrado.
Inversor desconectado de la red:	Contactador de conexión a red abierto.
Red correcta:	Tensión y freq. de red dentro de los márgenes de conexión.
Tensión de red incorrecta:	Tensión de red fuera del margen de conexión.
Frecuencia de red incorrecta:	Frecuencia de red fuera del margen de conexión.
Radiación insuficiente:	Baja tensión de los módulos fotovoltaicos o potencia de salida inferior a 300W.
PMP Automático:	Búsqueda del Punto de Máxima Potencia automático. Recomendado.
PMP Manual:	Búsqueda del Punto de Máxima Potencia manual. Únicamente para pruebas y diagnósticos.
Convertor DC/DC activo:	Indica el estado activo del convertor DC/DC. (Página 4).
Convertor DC/DC inactivo:	Indica el estado inactivo del convertor DC/DC. (Página 4).
Convertor DC/AC activo:	Indica el estado activo del convertor DC/AC. (Página 4).
Convertor DC/AC inactivo:	Indica el estado inactivo del convertor DC/AC. (Página 4).

## Alarmas del Equipo

Cuando se produce una alarma en el equipo, el zumbador se activa y el display del panel de control muestra un mensaje indicando qué alarma es la que se ha producido.

Para desconectar el zumbador cuando se ha producido una alarma se debe pulsar la tecla RESET.

En el caso de que varias alarmas se hubieran activado, en la pantalla del display aparecerá la que dispone de mayor prioridad. Es posible visualizar el resto de alarmas mediante las teclas de desplazamiento del teclado.

La siguiente tabla indica las posibles alarmas del sistema y su descripción:

ALARMA:	DESCRIPCIÓN:
Sobretemperatura:	Temperatura en el radiador superior a 75°C. Nueva reconexión a temperatura inferior de 65°C.
Comunicación IIC:	Problemas de comunicación entre los microcontroladores internos.
Bloqueo por EPO:	Relé EPO activo por Parada de Emergencia. (Página 10).
Desaturación convertor DC/DC:	Se ha activado una protección electrónica interna.
Corte rápido de corriente en convertor DC/DC:	Se ha activado una protección electrónica interna.
Sobretemperatura en convertor DC/AC:	Temperatura en convertor DC/AC fuera de rango.
Pérdida de aislamiento:	Fallo en el aislamiento del equipo.

## Señalización Remota. Tarjeta Interface

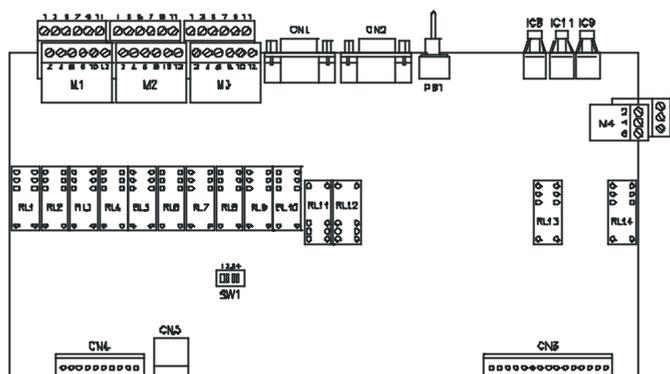
El inversor SOLEIL dispone de una serie de salidas auxiliares mediante relés libres de potencial que permiten conocer en todo momento y de forma remota cómo se encuentra el equipo.

La lectura de estas salidas se realiza a través de una tarjeta que actúa de interface entre el inversor y el exterior, situada junto al regletero de conexionado del equipo.



**La máxima tensión de aislamiento de los contactos de los relés de la tarjeta es de 48Vca (60Vcc). Por tanto, no se deben utilizar estos relés para conmutar tensiones de red.**

La siguiente figura muestra el aspecto de esta tarjeta:



El acceso a las salidas auxiliares se realiza a través de los terminales M1, M2 y M3 de la tarjeta. Cada uno de estos terminales dispone de 12 bornes para la conexión de las señales de salida al exterior. Estas señales se comandan por medio de los relés RL1 a RL10, según las siguientes tablas:

(\*)=Estado normal del relé.

TERMINAL:	PIN:	ESTADO:	DESCRIPCIÓN:
M1	1	Abierto (*)	RL1: Inversor bloqueado.
	2	Común	
	3	Cerrado	
	4	Abierto (*)	RL2: Convertor DC/DC inhabilitado.
	5	Común	
	6	Cerrado	
	7	Abierto (*)	RL3: Sobretemperatura en el inversor.
	8	Común	
	9	Cerrado	
	10	Abierto (*)	RL4: Radiación insuficiente.
	11	Común	
	12	Cerrado	

TERMINAL:	PIN:	ESTADO:	DESCRIPCIÓN:
M2	1	Abierto (*)	RL5: Convertor habilitado.
	2	Común	
	3	Cerrado	
	4	Abierto (*)	RL6: Contactor de conexión a red cerrado.
	5	Común	
	6	Cerrado	
	7	Abierto (*)	RL7: Fallo de comunicación con el inversor.
	8	Común	
	9	Cerrado	
	10	Abierto (*)	RL8: Problemas de comunicación con el convertor DC/DC.
	11	Común	
	12	Cerrado	

(\*)=Estado normal del relé.

TERMINAL:	PIN:	ESTADO:	DESCRIPCIÓN:
<b>M3</b>	1	Abierto (*)	RL9: Desaturación del inversor
	2	Común	
	3	Cerrado	
	4	Abierto (*)	RL10: Desaturación del convertidor DC/DC.
	5	Común	
	6	Cerrado	
	7	---	No utilizado.
	8	---	
	9	---	
	10	---	No utilizado.
	11	EPO 1	Parada de Emergencia.
	12	EPO 2	Parada de Emergencia.

Existe la posibilidad de comprobar el correcto funcionamiento de los relés actuando sobre el microinterruptor SW1 de la tarjeta interface, tal y como se describe a continuación:

MICRORRUPTOR SW1 (TARJETA INTERFACE):				
1	2	3	4	DESCRIPCIÓN:
On	On	On	On	Modo TEST: Todos los relés activados, estado contrario al normal.
Off	Off	Off	Off	Modo TEST: Todos los relés desactivados, estado normal.
On	On	On	Off	<b>Modo STANDARD de fábrica: Los relés conmutan al recibir señal de activación.</b>
On	On	Off	On	
Otras combinaciones				Modo TEST: Todos los relés desactivados, estado normal.

## PROTECCIONES DEL EQUIPO

### Relé de seguridad (EPO)

El inversor dispone de un dispositivo electrónico de seguridad (EPO, Emergency Power Off) que bloquea el funcionamiento de la máquina en el caso de que se produzca una emergencia. La activación del dispositivo se realiza de forma remota mediante un pulsador de Parada de Emergencia que disponga de un contacto normalmente cerrado. Dicho pulsador se conecta a los pines 11 y 12 del terminal M3 en la tarjeta interface.

Una vez activado el dispositivo de seguridad, éste se encarga de mantener el bloqueo de la máquina aunque el pulsador de Parada de Emergencia remoto vuelva a

su estado de reposo. Para restablecer el funcionamiento normal del inversor es necesario acceder al panel de conexiones del equipo y actuar sobre el interruptor de rearme PB1 situado en la tarjeta de interface.

### Sobrecargas y cortocircuitos

El equipo dispone de protección frente a eventuales sobrecargas o cortocircuitos que pudieran producirse en los terminales de entrada de las líneas de panel o en la salida de alterna del equipo. Al producirse dicha situación se parará automáticamente el equipo hasta que desaparezca la situación anómala.

A pesar de dichas protecciones internas es altamente recomendable instalar protecciones externas adicionales, tal y como se describe en el apartado “Caída de rayos y Sobretensiones” de la página 3.

### Temperatura elevada

Si la temperatura del radiador del equipo supera los 75°C se activa una protección que parará automáticamente el inversor. No se restablece el funcionamiento hasta que la temperatura alcance nuevamente un valor inferior a 65°C en el radiador.

### Modo isla

Para evitar el funcionamiento del equipo en modo isla se dispone de un control de la tensión y la frecuencia de la red, de modo que, en el caso de que estos valores se encontraran por fuera del margen adecuado, se realizaría la desconexión automática del inversor de la red de distribución.

El equipo permanecerá desconectado hasta que se restablezcan los parámetros adecuados de la red. La sensibilidad de esta protección garantiza el cumplimiento de la normativa vigente.

## INSTALACIÓN DEL EQUIPO

### Ubicación

Los inversores son equipos electrónicos sofisticados y deben ser tratados en consecuencia. Para la selección del lugar destinado a la instalación del inversor es muy importante considerar los siguientes aspectos:

- ✂ **El local en que se ubique el equipo debe disponer de suficiente ventilación. (Ver gráfico en página siguiente).**
- ✂ La instalación debe realizarse en lugares secos y protegidos de fuentes de calor y humedad. Exponer el inversor a goteras o proyecciones de agua es particularmente destructivo y potencialmente peligroso.
- ✂ El local no debe contener polvo en suspensión que pueda afectar a la refrigeración del equipo.

- ☞ Lugar protegido de la intemperie.
- ☞ Temperatura ambiente entre -5 a +40°C.
- ☞ Humedad relativa del ambiente inferior al 90%.
- ☞ El peso de la máquina carga sobre una pequeña superficie del suelo. El local escogido para instalar el equipo debe admitir la carga del peso de la máquina.
- ☞ El equipo está preparado para ser elevado desde abajo mediante una carretilla elevadora tras desatornillar su parrilla frontal inferior. Algunos modelos se suministran con ruedas para facilitar la manipulación.

Respetar las distancias mínimas del equipo con los cerramientos, según se indica en el siguiente gráfico:



Para reducir al mínimo las posibilidades de accidente, se aconseja seguir las siguientes advertencias de seguridad referentes al local en el que se instale el equipo:

- ☞ Los muros, techos, el suelo y todo aquello que se encuentre alrededor del inversor debe estar fabricado con materiales no inflamables.
- ☞ Evitar la presencia de limaduras de hierro, metales o polvo de origen metálico en el suelo alrededor de la máquina, para evitar que sean aspirados dentro del equipo y puedan producir eventuales averías.
- ☞ Se recomienda la presencia de un extintor portátil en el local en el que esté ubicado el equipo.
- ☞ El personal de servicio y de mantenimiento debe estar adiestrado con los procedimientos normales de emergencia.

### Inspección visual

Los inversores se someten a una serie de inspecciones y verificaciones eléctricas y mecánicas en fábrica. En el momento de la entrega, éste debe encontrarse en las mismas condiciones.

**Se debe realizar una inspección visual de la máquina en el momento en que se reciba por parte del cliente, para verificar si se han producido daños eventuales ocasionados durante el transporte.** En caso de producirse esta situación, contactar inmediatamente el proveedor de su equipo.

### Puesta en marcha

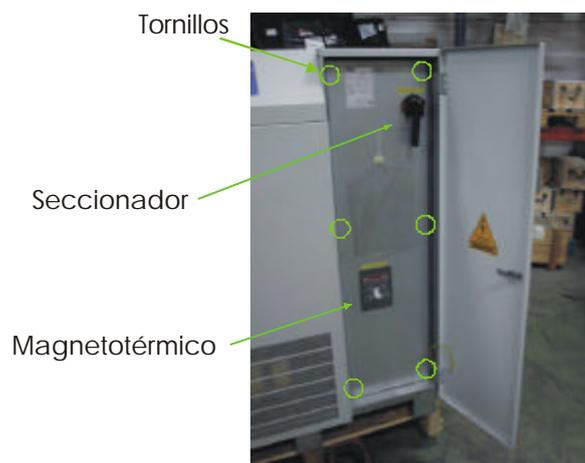
**La instalación del inversor debe realizarse por personal técnico cualificado. Consultar las normas que regulan la utilización de corrientes en baja tensión en cuanto a requerimientos de conectores, dimensión de cables y canalizaciones.**



Es importante evitar cualquier contacto con las zonas internas que podrían provocar averías. Por otra parte, si el equipo ha recibido tensión anteriormente, existe la posibilidad de que en los condensadores de gran capacidad que se incorporan exista tensión, en este caso es necesario esperar unos minutos hasta que queden completamente descargados.

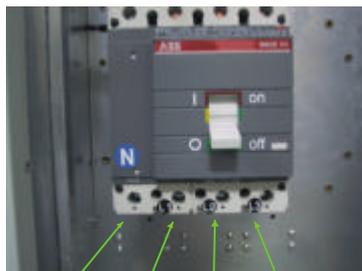
El procedimiento de puesta en marcha se realizará siguiendo los pasos siguientes:

1. Durante la instalación de los paneles comprobar la tensión en vacío, serie por serie de forma individual a medida que se vayan conectando entre sí. Comprobar también la intensidad de cortocircuito del campo de paneles, cada serie por separado en el momento de conectar cada una de ellas.
2. Abrir la puerta frontal del equipo, empleando la llave de seguridad que se incluye con el suministro.



3. Quitar la tapa de protección del panel en el que están situados el magnetotérmico y los seccionadores. La tapa va sujeta con 6 tornillos de fijación, tal y como se observa en la figura anterior. De este modo quedarán accesibles los terminales para el conexionado de las señales necesarias del equipo.
4. Localizar el panel del interior del equipo en el que están situados el magnetotérmico y el seccionador para el conexionado del inversor.

5. Comprobar que el magnetotérmico y los seccionadores están desconectados.
6. Conectar en primer lugar el cable de toma de tierra de la instalación. Al abrir la tapa metálica de protección del panel observará el cable de tierra atornillado al chasis del equipo. Conecte ahí la toma de tierra de su instalación.
7. Tras haber conectado la toma de tierra conecte el Neutro de la red trifásica al terminal de conexión "N" indicado en la figura del punto 8.
8. Conectar los cables de la red eléctrica de distribución al magnetotérmico de salida AC en los bornes designados como L1, L2 y L3.
15. Mediante la tecla Módulos, verificar la tensión de entrada del campo fotovoltaico. Si la instalación se ha proyectado correctamente, la tensión leída debería estar comprendida entre 400 y 600V.
16. Cerrar la tapa frontal y guardar la llave en sitio seguro.
17. Presionar la tecla ON y confirmar con ENTER. Los leds ON y OFF lucirán de modo intermitente indicando que el equipo está en Estado Activo. Al cabo de unos dos minutos, si las condiciones son adecuadas, se iniciará el proceso de inyección de energía a la red. Esta situación se indicará mediante el led de ON encendido de forma continua.



N L1 L2 L3

RED TRIFÁSICA

9. Conectar la línea de entrada del campo fotovoltaico al seccionador de entrada de panel en los bornes designados como + y -. Compruebe la polaridad de la conexión, puesto que una inversión de polaridad puede provocar la avería del inversor.



+ -

PANELES

10. Realizar las conexiones de la tarjeta interface de salidas auxiliares en caso que dichas señales se vayan a emplear.
11. Atornillar de nuevo la tapa frontal inferior del equipo.
12. Conectar el interruptor magnetotérmico de salida AC. Se debe iluminar el display del panel de control mientras se activa al mismo tiempo el zumbador de alarma.
13. Comprobar mediante la tecla Red del panel de control, la presencia de tensión en todas las fases.
14. Cerrar el seccionador de entrada panel.

## INFORMACIÓN TÉCNICA

MODELO	100KW
<b>Especificaciones Eléctricas</b>	
<b>1.-Conexión a la red</b>	
Potencia nominal de la instalación (KW )	100
Conexión	Trifásica y Neutro
<b>2.-Generador Fotovoltaico (condiciones estándar 25°C , 1000W/m2)</b>	
Potencia máxima paneles (KW)	125
Tensión máxima de entrada módulos (Vcc)	650
Tensión mínima de arranque (V)	400
Tensión mínima durante funcionamiento (V)	330
Intensidad de Cortocircuito máxima, Isc (A)	300
Rango de potencia pico instalada recomendable (KWp)	80 ...125
Rizado de la tensión de entrada módulos (V)	3
<b>3.-Inversor AC</b>	
Tensión de red nominal AC, Vn (V)	400
Corriente nominal (A)	145
Potencia AC, Pn (kW)	100
Tensión mínima de funcionamiento (V)	340
Tensión máxima de funcionamiento (V)	440
Frecuencia nominal de funcionamiento (Hz)	50
Margen de frecuencia admitido (Hz)	+/- 1
Factor de potencia nominal	0.98 ... 1.00
Rango de tensión PMP (V)	330...600
Protección contra funcionamiento en isla	SI
<b>4.-Otros datos</b>	
Fusibles lado DC	4x 250A, 500ACV
Consumo aprox. en vacío (W)	8
Autoconsumo nocturno (W)	0
THD de la intensidad AC (%)	3
Control del sistema	Analógico/Digital
Contactador electromecánico de desconexión	Sí
Sistema de aislamiento Red/Panel	Transformador
Rendimiento máximo	95
Protecciones de interface de comunicaciones	Integradas
Marcado CE	SI
Normativa	89/336/CEE, 93/68/CEE y 73/23/CEE
<b>Especificaciones Físicas</b>	
Sistema de Refrigeración	Convección Natural + Ventilación Forzada
Temperatura de Trabajo	-5 / +40 °C
Temperatura de almacenamiento	-20°C/+50°C
Humedad Relativa Máxima	<90%
Dimensiones (mm)	Altura: 1400, Anchura: 1100, Profundidad: 800
Peso (Kg)	700
Índice de protección	IP21
Material envolvente	Chapa de Aluminio pintada con resina EPOXI en caliente
Nota: Estos datos están sujetos a modificación sin previo aviso.	

## MANTENIMIENTO

El inversor SIEL es un equipo electrónico que no incluye partes que sufran desgaste con el tiempo, el mantenimiento del equipo se reduce a revisiones periódicas que verifiquen las condiciones de trabajo.

La revisión periódica de la instalación debe comprobar el estado de las conexiones y el aprieto de las bornas, así como la acumulación de polvo y suciedad que se pueda acumular en los conductos de ventilación.

La revisión del equipo se debe hacer extensiva a la revisión de la instalación completa. En cualquier caso, esta revisión debe ser realizada por profesionales

## GARANTÍA

**El equipo dispone de DOS AÑOS de garantía contra todo defecto de fabricación, incluyendo en este concepto las piezas y la mano de obra correspondiente.**

La garantía no será aplicable en los siguientes casos:

- ~~///~~ Daños causados por la utilización incorrecta del equipo.
- ~~///~~ Utilización constante de cargas con potencias superiores a la máxima nominal.
- ~~///~~ Utilización en condiciones ambientales no adecuadas (ver apartado Ubicación).
- ~~///~~ Equipos que presenten golpes, desmontados o que hayan sido reparados en un servicio técnico no autorizado.
- ~~///~~ Descargas atmosféricas, accidentes, agua, fuego y otras circunstancias que están fuera del control del fabricante.

La garantía no incluye los costes derivados de las revisiones periódicas, mantenimiento y transportes, tanto de personal como del inversor.

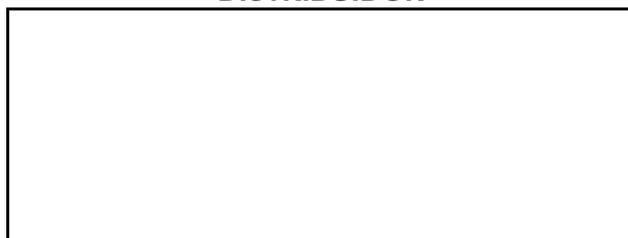
El fabricante no se responsabiliza de los daños a personas o costes que se puedan derivar de la utilización incorrecta de este producto.

Para obtener el servicio de garantía se deberá dirigir al vendedor, y en el caso de que no sea posible su localización, directamente a fábrica.



**Dado que ATERSA esta continuamente mejorando sus productos, la información contenida en esta publicación está sujeta a cambios sin previo aviso**

### DISTRIBUIDOR



### APLICACIONES TÉCNICAS DE LA ENERGÍA

(www.atersa.com)

MADRID 28045  
C/ Embajadores 187-3ª  
tel. +34 914 747 211  
fax. +34 914 747 467

Fábrica:  
CATARROJA (VALENCIA) 46470  
Polígono Industrial  
Cami del Bony, 14  
tel. +34 961 278 200  
fax. +34 961 257 300  
E-mail: info@atersa.com

CÓRDOBA 14007  
C/ Escritor Rafael Pavón 3  
tel. +34 957 263 585  
fax. +34 957 265 308



## **ANEXO III. CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURA SOPORTE**



## Estructuras soporte

### Support structures

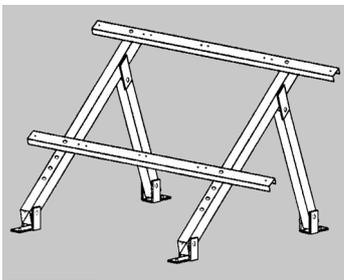
### Structures support



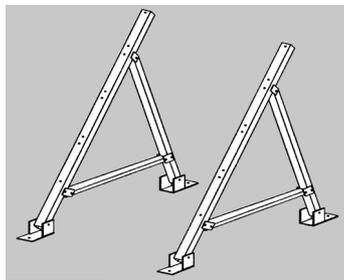
Uno de los elementos más importantes en toda instalación fotovoltaica para asegurar un completo aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte. Es la encargada de sustentar los módulos solares y dar al panel la inclinación más adecuada en cada caso para optimizar el rendimiento energético.

One of the most important elements in all photovoltaic installations to take full advantage of the available sunlight, is the support structure. This is responsible for supporting the solar modules and providing the most suitable inclination in each case in order to optimise power yield.

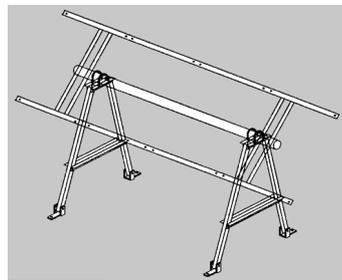
Un des éléments les plus importants dans toute installation photovoltaïque pour assurer une utilisation complète de la radiation solaire est la structure support. Elle est chargée de supporter les modules solaires et donner au panneau l'inclinaison la plus appropriée dans chaque cas pour optimiser le rendement énergétique.



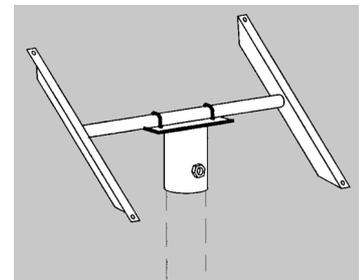
TIPO V



TIPO A



TIPO S



TIPO H

Se construyen con perfiles de acero galvanizado en caliente, tratamiento que asegura una protección completa contra las inclemencias climatológicas y, por tanto, una mayor duración y mantenimiento nulo.

Para pequeños sistemas de uno o dos módulos, ATERSA fabrica estructuras de aluminio anodizado económicas y de fácil instalación.

Además, su Departamento de Ingeniería Aplicada diseña a medida cualquier tipo de estructura que se necesite.

La gama de estructuras de ATERSA ha sido diseñada para garantizar su eficacia y duración, facilitar su transporte y manipulación, y optimizar su integración en el medio, respondiendo a los criterios marcados por la Comisión de Medio Ambiente de la Unión Europea.

They are constructed from hot-galvanised steel profiles, a treatment that guarantees complete protection against weather conditions, and hence they are longer-lasting and do not require maintenance.

For small systems of one or two modules, ATERSA manufactures economic anodised aluminium structures that are easy to install.

In addition, the Applied Engineering Department will design any type of tailor-made structure that is required.

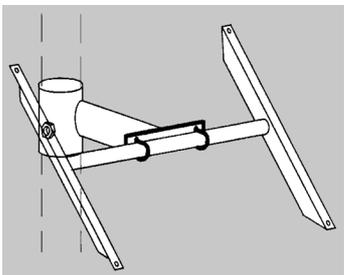
The range of ATERSA structures has been designed to guarantee efficiency and duration, to facilitate transportation and handling, and to optimise integration into the environment, meeting the criteria set out by the European Union Commission for the Environment.

Elles sont fabriquées à partir de profils en acier galvanisé à chaud, traitement qui assure une protection complète contre les intempéries et, par conséquent, une plus longue durée de vie ainsi qu'une maintenance nulle.

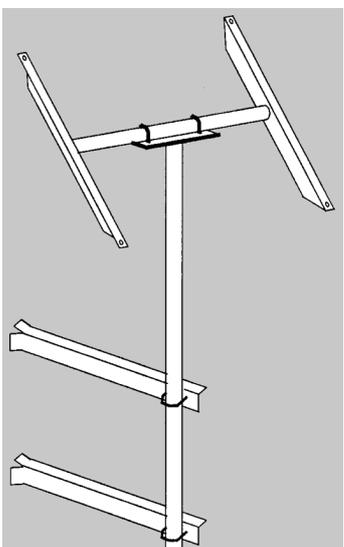
Pour de petits systèmes d'un ou deux modules, ATERSA fabrique des structures en aluminium anodisé, bon marché et d'installation facile.

De plus, le département d'ingénierie appliquée conçoit sur mesure tout type de structure suivant les besoins.

La gamme de structures d'ATERSA a été conçue pour garantir son efficacité et sa longue durée, faciliter son transport et sa manipulation, et optimiser son intégration dans le milieu, répondant aux critères marqués par la commission de l'environnement de l'Union Européenne.



TIPO B



TIPO O

Estructura Structure Structure	Nº de módulos No of modules Nº de modules	Módulos Modules Modules	Instalación Installation Installation
Tipo "A"	4 ó 5	A-55, A-60, A-75, A-85, A-120	Suelo Ground Sol
Tipo "V"	3, 4 ó 5	A-55, A-60, A-75, A-85,	Tejado Roof Toit
	2, 3 ó 4	A-120	
Tipo "S"	3 ó 4	A-75, A-85, A-120	Suelo Ground Sol
Tipo "O"	1 ó 2	A-55, A-60, A-75, A-85	Pared Wall Mur
	1	A-120	
Tipo "H"	1 ó 2	A-5, A-10, A-20, A-55, A-60, A-75, A-85, A-120	Columna Column Colonne
Tipo "B"	1 ó 2	A-5, A-10, A-20 A-55, A-60	Columna Column Colonne
	1	A-75, A-85	
A-1 Juego de soportes de aluminio Set of aluminium Jeu de supports en aluminium	1	A-38, A-55, A-60, A-75, A-85, A-120	Tejado y pared Roof and wall Toit et mur

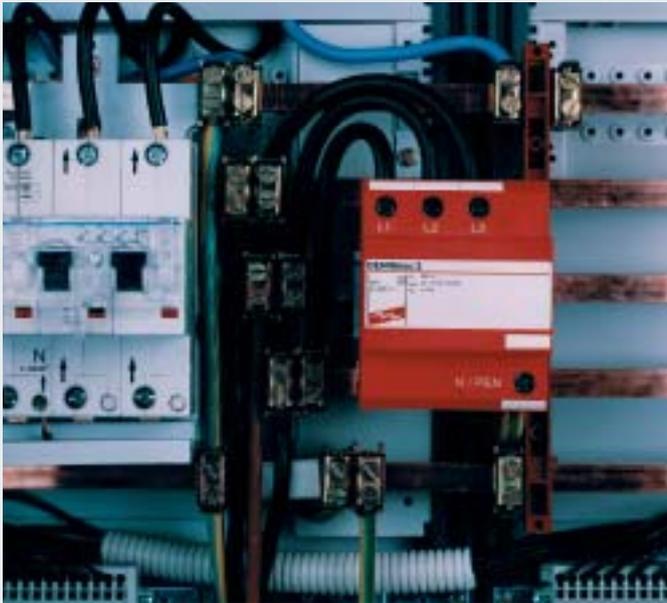
## **ANEXO IV. PROTECCIONES, CONTADORES Y ARMARIOS**



DESCARGADOR DE CORRIENTE DE RAYO TIPO 1

Descargadores de corriente de rayo

Tipo 1 según EN 61643-11;  
 Descargador de la clase de exigencias B según E DIN VDE 0675-6;  
 Clase I según IEC 61643-1;



Para protección de instalaciones de consumidores de baja tensión contra sobretensiones, incluso en caso de descarga directa de rayo. Para aplicación en el concepto de zonas de protección en las intersecciones  $0_A - 1$ .

- Vías de chispas encapsuladas sin producción de gaseo
- Con función de "rompeolas", es posible la coordinación energética con varistores-descargadores de sobretensiones, p. ej. DEHNguard y/o con el equipo a proteger
- Gracias a su elevada resistencia de aislamiento pueden utilizarse también por delante del contador
- Conexión multifunción para cables y regletas de peine
- Ejecución unipolar y tripolar (dependiendo de la forma de red hasta 100 kA de corriente de choque de rayo)

**DB 1 255 H:** Descargador unipolar de corriente de rayo con elevada limitación de la corriente consecutiva

**DB 1...:** Descargador unipolar de corriente de rayo con elevada capacidad de derivación

**DB 3...:** Descargador tripolar de corriente de rayo con elevada capacidad de derivación

**DB NH00:** Descargador de corriente de rayo en forma de ejecución NH 00 con elevada capacidad de derivación

Las vías de chispas patentadas de los aparatos DEHNbloc permiten la construcción de distribuciones de baja tensión compactas. Con los descargadores de corriente de rayo DEHNbloc no son necesarias las distancias de seguridad convencionales hasta las barras de corriente o hacia otros aparatos de servicio, ni tampoco se precisan carcasas especiales resistentes a la presión. Con una capacidad de derivación de 50 kA (10/350) por polo, los aparatos DB 1... o respect. DB 3 cumplen las máximas exigencias que se plantean a este tipo de aparatos, de acuerdo con las normas nacionales e internacionales de protección contra rayos. La función característica de "rompeolas" de estos descargadores, facilita la coordinación energética con los aparatos de protección contra sobretensiones postconectados de la familia de productos Red/Line. Los descargadores de vías de chispas, sin corrientes de fuga, se caracterizan por su robustez y por su larga duración de vida. Con estas propiedades, estos aparatos son muy apropiados para su montaje en la zona por delante del contador de acuerdo con la directriz VDEW.

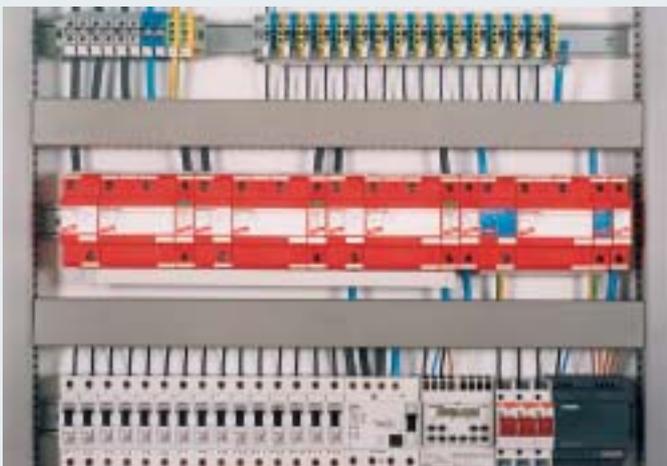
Teniendo en cuenta el alto nivel de expansión alcanzado por el sistema TN-C, se dispone, además de la variante universal unipolar del aparato, de otra variante del DEHNbloc 3, que constituye una unidad, lista para conexión, destinada a los conductores L1, L2, L3 y PEN.

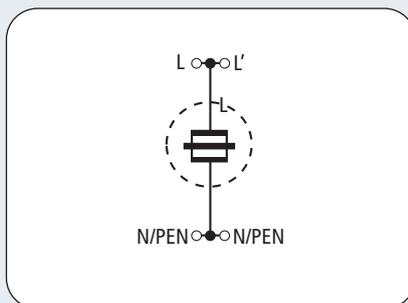
Para corresponder a los deseos de muchos usuarios, de disponer de la máxima disponibilidad de la instalación,

se ha desarrollado el DB NH00 255 en el campo de conexión de DEHNbloc 1 255 H. Con una barra colectora en una instalación de capacidad de apagado de las corrientes consecutivas de 25

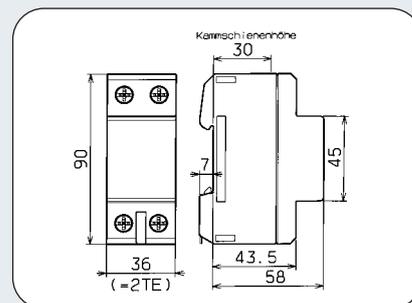
kAeff, desconecta con total seguridad, corrientes consecutivas de red de 50 Hz, sin que se produzca la interrupción del funcionamiento de la instalación por el disparo o activación de dispositivos de protección contra sobrecorrientes preconnectados. La limitación de corriente consecutiva patentada RADAX Flow, permite la selectividad de desconexión incluso con pequeños fusibles en la instalación.

Especialmente para las distribuciones industriales, y también para instalación en la red de distribución eléctrica se ha desarrollado el DEHNbloc NH. Este modelo es apropiado para instalarse en subdistribuciones NH del tamaño 00. Los aparatos unipolares y tripolares para montaje sobre carril de sujeción, DEHNbloc 1 y DEHNbloc 3 disponen de bornas de conexión multifuncionales para la conexión de conductores y regletas de peine, para garantizar el cableado más cómodo con otros aparatos de montaje en serie.





Esquemas del DB 1 255 H



Dimensiones del DB 1 255 H

DB 1 255 H: Descargador unipolar de corriente de rayo con alta limitación de la corriente consecutiva de red.

DB 1 255 H

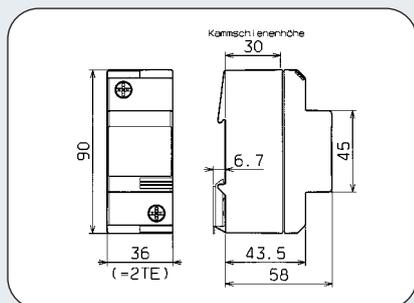
SPD según EN 61643-11	Tipo 1
SPD según IEC 61643-1	Clase I
Descargador de la clase de exigencia (según E DIN VDE 0675-6)	B
Máxima tensión permisible de servicio ac $U_c$	255 V
Corriente de choque de rayo (10/350) $I_{imp}$	25 kA
Corriente nominal de descarga (8/20) $I_n$	25 kA
Nivel de protección $U_p$	$\leq 4$ kV
Capacidad de apagado de corriente consecutiva AC $I_{fi}$	25 kA <sub>eff</sub>
Limitación de corriente residual/Selectividad	Sin disparo de fusible de 32 A gL/gG hasta 25 kA <sub>eff</sub> (prosp.)
Tiempo de respuesta $t_A$	$\leq 100$ ns
Fusibles previos máximo (L) hasta $I_k = 25$ kA <sub>eff</sub>	315 A gL/gG
Fusibles previos máximo (L) con $I_k > 25$ kA <sub>eff</sub>	200 A gL/gG
Tensión TOV $U_T$	335 V / 5 sec.
Margen de temperatura de servicio (Cableado paralelo) $T_{UP}$	(-40 ... +80) °C
Margen de temperatura de servicio (Cableado continuo) $T_{US}$	(-40 ... +60) °C
Sección de conexión (L, L', N/PEN) mín.	10 mm <sup>2</sup> hilo fino/monofilar
Sección de conexión (L, N/PEN) máx.	50 mm <sup>2</sup> varios hilos / 35 mm <sup>2</sup> hilo fino
Sección de conexión (L', N/PEN) máx.	35 mm <sup>2</sup> varios hilos / 25 mm <sup>2</sup> hilo fino
Montaje sobre	Carril de sujeción 35 mm según EN 60715
Material de la carcasa	Termoplástico, color rojo, UL 94 V-0
Clase de protección	IP 20
Medidas de montaje	2 TE, DIN 43880

Información para el pedido	
Tipo	DB 1 255 H
Artículo.-Nº.	900 222
VPE	1 Unidad

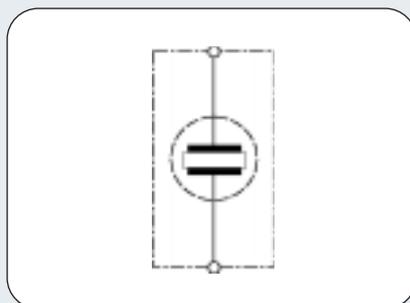
# LÍNEAS DE SUMINISTRO DE CORRIENTE EN BAJA TENSIÓN

## DESCARGADOR DE CORRIENTE DE RAYO TIPO 1

**DEHNbloc®**  
**DEHNbloc 1**



Dimensiones del DB 1 ...



Esquemas del DB 1 ...



DB 1 ...: Descargador unipolar de corriente de rayo con alta capacidad de derivación.

	DB 1 255	DB 1 440
SPD según EN 61643-11	Tipo 1	Tipo 1
SPD según IEC 61643-1	Clase I	Clase I
Descargador de la clase de exigencia (según E DIN VDE 0675-6)	B	B
Máxima tensión permisible de servicio ac $U_C$	255 V	440 V
Corriente de choque de rayo (10/350) $I_{imp}$	50 kA	50 kA
Corriente nominal de descarga (8/20) $I_n$	50 kA	50 kA
Nivel de protección $U_p$	$\leq 4$ kV	$\leq 4$ kV
Capacidad de apagado de corriente consecutiva AC $I_{fi}$	3 kA <sub>eff</sub>	1,5 kA <sub>eff</sub>
Tiempo de respuesta $t_A$	$\leq 100$ ns	$\leq 100$ ns
Fusibles previos hasta $I_K = 25$ kA <sub>eff</sub> ( $t_a \leq 0,2$ s)	500 A gL/gG	500 A gL/gG
Fusibles previos hasta $I_K = 50$ kA <sub>eff</sub> ( $t_a \leq 5$ s)	250 A gL/gG	250 A gL/gG
Fusibles previos con $I_K > 50$ kA <sub>eff</sub>	160 A gL/gG	160 A gL/gG
Tensión TOV $U_T$	335 V / 5 sec.	—
Tensión TOV- Red TN $U_T$	—	580 V / 5 sec.
Tensión TOV- Red IT $U_T$	—	1200 V + $U_0$ / 200 ms
Margen de temperatura de servicio	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C
Sección de conexión mín.	10 mm <sup>2</sup> hilo fino/monofilar	10 mm <sup>2</sup> hilo fino/monofilar
Sección de conexión máx.	50 mm <sup>2</sup> varios hilos / 35 mm <sup>2</sup> hilo fino	50 mm <sup>2</sup> varios hilos / 35 mm <sup>2</sup> hilo fino
Montaje sobre	Carril DIN 35 mm según EN 60715	Carril DIN 35 mm según EN 60715
Material de la carcasa	Termoplástico, color rojo UL 94 V-0	Termoplástico, color rojo, UL 94 V-0
Clase de protección	IP 20	IP 20
Medidas de montaje	2 TE, DIN 43880	2 TE, DIN 43880
Certificaciones	KEMA, VDE, UL, CSA	—
<b>Información para el pedido</b>		
Tipo	DB 1 255	DB 1 440
Artículo.-N°.	900 111	900 159
VPE	1 Unidad	1 Unidad

## DEHNGuard® T / DEHNGuard® T...FM

### Descargador de sobretensiones unipolar compacto

### DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES TIPO 2

Tipo 2 según EN 61643-11;  
Descargador de sobretensiones de la clase C según E DIN VDE 0675-6;  
Clase II según IEC 61643-1;

- Elevada capacidad de derivación gracias a los varistores de gran potencia de óxido de zinc
- Rapidez de respuesta
- Gran seguridad de vigilancia mediante el dispositivo de separación "Thermo-Dynamic-Control" con doble vigilancia
- Posibilidad de coordinación energética con descargadores de corriente de rayo pre-conectados, p. ej. DEHnbloc Maxi
- Indicación de averías mediante marcas rojas en la ventanilla de inspección
- Forma de ejecución estrecha (Construcción modular) según DIN 43880
- Bornas de conexión multi-función para conexión de conductores y de regletas de peine



Para protección de instalaciones de consumidores de baja tensión contra sobretensiones. Utilización en las intersecciones de las zonas O<sub>B</sub> - 1 y superiores, dentro del concepto de zonas de protección contra rayos.

**DEHNGuard T:** Aparato de dos piezas, compuesto por etapa de base y módulo de protección enchufable

**DEHNGuard T FM:** Aparato de dos piezas, compuesto por etapa de base y módulo de protección enchufable; con contacto de señalización a distancia para dispositivos de vigilancia (Contacto conmutado libre de potencial)

Los aparatos de los descargadores de sobretensiones DEHNGuard T son auténticos dispositivos que "todo lo pueden".

Existe una ejecución para cada sistema y tipo de red. Para cada aplicación disponemos del descargador más apropiado. Las bornas de conexión multi-función proporcionan a los aparatos una flexibilidad de uso casi ilimitada, tanto en los circuitos entre sí, como también en conexión con otros aparatos montados en serie en un mismo distribuidor. No sólo es la flexibilidad una característica propia de la familia de productos DEHNGuard, sino que los parámetros de potencia, específicos de estos aparatos, son los que marcan la referencia en todo el mundo.



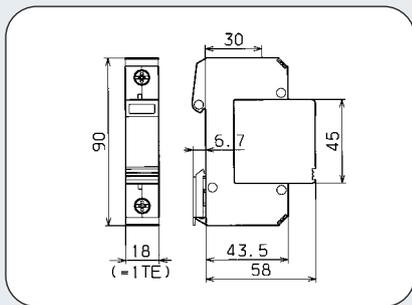
La gran seguridad de los aparatos viene caracterizada por su elevada capacidad de derivación, por el bajo nivel de protección y

por el doble dispositivo de vigilancia y separación Thermo-Dynamic-Control.

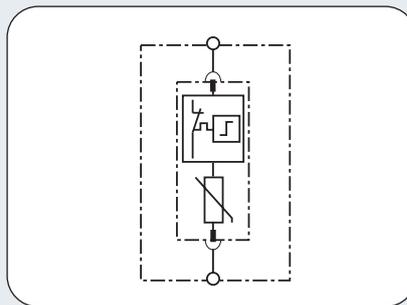
Especialmente el dispositivo de separación, específico de DEHN, Thermo-Dynamic-Control asegura que los descargadores pasen a una situación segura, separados de la red, incluso en caso de sobrecargas extremas. Para ello se valora no sólo la temperatura superficial del varistor de alta potencia, sino también los valores de la corriente de derivación.

Además de la señalización visual standard, con su marca de color verde-rojo, las variantes de aparatos DEHNGuard..FM disponen de una borna de conexión tripolar para señalización a distancia. Gracias a la realización del contacto de señalización a distancia como contacto conmutado libre de potencial, la señal de indicación a distancia puede utilizarse como contacto normalmente abierto o normalmente cerrado, dependiendo del concepto del circuito.

Si, a pesar de la elevada capacidad de derivación de los aparatos DEHNGuard-T, se produjera en algún caso la sobrecarga de la unidad de varistores, la estructura del aparato, formada por dos piezas, permite la sustitución muy sencilla del módulo de protección, sin necesidad de utilizar herramientas



Esquema del DG T ...



Dimensiones del DG T...



DG T ...: Descargador unipolar enchufable.

	DG T 75	DG T 150	DG T 275	DG T 320	DG T 385	DG T 440	DG T 600
SPD según EN 61643-11	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2
SPD según IEC 61643-1	Clase II	Clase II	Clase II	Clase II	Clase II	Clase II	Clase II
Descargadores de la clase de exigencias (según E DIN VDE 0675-6)	C	C	C	C	C	C	C
Máx. tensión permisible de servicio ac $U_c$	75 V	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V	600 V
Máx. tensión permisible de servicio dc $U_c$	100 V	200 V	350 V	420 V	500 V	585 V	600 V
Corriente nominal de descarga (8/20) $I_n$	10 kA	15 kA	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA	15 kA
Corriente máxima de descarga (8/20) $I_{max}$	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	30 kA
Nivel de protección $U_p$	$\leq 0,4$ kV	$\leq 0,7$ kV	$\leq 1,25$ kV	$\leq 1,5$ kV	$\leq 1,75$ kV	$\leq 2$ kV	$\leq 2,5$ kV
Nivel de protección 5 kA $U_p$	$\leq 0,35$ kV	$\leq 0,55$ kV	$\leq 1$ kV	$\leq 1,2$ kV	$\leq 1,35$ kV	$\leq 1,7$ kV	$\leq 2$ kV
Tiempo de respuesta $t_A$	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns
Fusible previo máximo	125 A gL/gG	125 A gL/gG	125 A gL/gG	125 A gL/gG	125 A gL/gG	125 A gL/gG	100 A gL/gG
Resistencia a cortocircuito con fusible previo máximo	50 kA <sub>eff</sub>	50 kA <sub>eff</sub>	50 kA <sub>eff</sub>	25 kA <sub>eff</sub>	25 kA <sub>eff</sub>	25 kA <sub>eff</sub>	25 kA <sub>eff</sub>
Tensión TOV $U_T$	—	—	335 V / 5 sec.	335 V / 5 sec.	—	—	—
Margen de temperatura de servicio $T_U$	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C
Sección de conexión (mín.)	1,5 mm <sup>2</sup> hilo fino/monofilar						
Sección de conexión (máx.)	35 mm <sup>2</sup> varios hilos / 25 mm <sup>2</sup> hilo fino						
Montaje sobre	Carril de sujeción 35 mm según EN 60715						
Material de la carcasa	Termoplástico, color rojo, UL 94 V-0						
Clase de protección	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Medidas de montaje	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880
Homologaciones	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL
<b>Información para el pedido</b>							
Tipo	DG T 75	DG T 150	DG T 275	DG T 320	DG T 385	DG T 440	DG T 600
Artículo N°.	900 654	900 653	900 650	900 652	900 641	900 655	900 651
VPE	1 ST	1 ST	1 ST	1 ST	1 ST	1 ST	1 ST

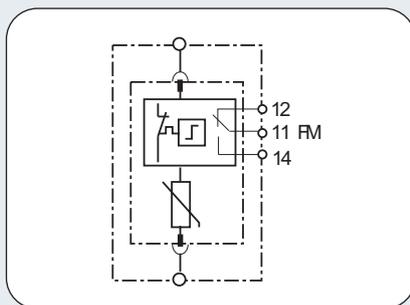
#### Accesorios para el DEHNguard® T / DEHNguard® T...FM

##### Módulo de protección

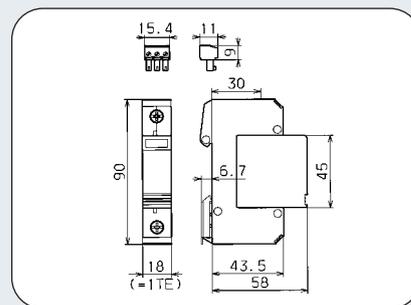
Tipo	T 75	T 150	T 275	T 320	T 385	T 440	T 600
Corriente nominal de descarga (8/20)	10 kA	15 kA	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA	15 kA
Máx. tensión permisible de servicio ac	75 V	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V	600 V
Máx. tensión permisible de servicio dc	100 V	200 V	350 V	420 V	500 V	585 V	600 V

Tipo	VPE Unidades	Artículo N°.
T 75	1	900 674
T 150	1	900 673
T 275	1	900 670
T 320	1	900 672
T 385	1	900 679
T 440	1	900 675
T 600	1	900 671





Esquema del DG T ... FM



Dimensiones del DG T ... FM

DG T ... FM: Descargador enchufable unipolar con señalización a distancia.

	DG T 75 FM	DG T 150 FM	DG T 275 FM	DG T 320 FM	DG T 385 FM	DG T 440 FM	DG T 600 FM
SPD según EN 61643-11	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2
SPD según IEC 61643-1	Clase II	Clase II	Clase II	Clase II	Clase II	Clase II	Clase II
Descargadores de la clase de exigencias (según E DIN VDE 0675-6)							
	C	C	C	C	C	C	C
Máx. tensión permisible de servicio ac $U_c$	75 V	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V	600 V
Máx. tensión permisible de servicio dc $U_c$	100 V	200 V	350 V	420 V	500 V	585 V	600 V
Corriente nominal de descarga (8/20) $I_n$	10 kA	15 kA	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA	15 kA
Corriente máxima de descarga (8/20) $I_{max}$	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	40 kA	30 kA
Nivel de protección $U_p$	$\leq 0,4$ kV	$\leq 0,7$ kV	$\leq 1,25$ kV	$\leq 1,5$ kV	$\leq 1,75$ kV	$\leq 2$ kV	$\leq 2,5$ kV
Nivel de protección 5 kA $U_p$	$\leq 0,35$ kV	$\leq 0,55$ kV	$\leq 1$ kV	$\leq 1,2$ kV	$\leq 1,35$ kV	$\leq 1,7$ kV	$\leq 2$ kV
Tiempo de respuesta $t_A$	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns	$\leq 25$ ns
Fusible previo máximo	125 A gL/gG	125 A gL/gG	125 A gL/gG	125 A gL/gG	125 A gL/gG	125 A gL/gG	100 A gL/gG
Resistencia a cortocircuito con fusible previo máximo	50 kA <sub>eff</sub>	50 kA <sub>eff</sub>	50 kA <sub>eff</sub>	25 kA <sub>eff</sub>	25 kA <sub>eff</sub>	25 kA <sub>eff</sub>	25 kA <sub>eff</sub>
Tensión TOV $U_T$	—	—	335 V / 5 sec.	335 V / 5 sec.	—	—	—
Margen de temperatura de servicio $T_U$	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C	(-40 ... +80) °C
Sección de conexión (mín.)	1,5 mm <sup>2</sup> hilo fino/monofilar						
Sección de conexión (máx.)	35 mm <sup>2</sup> varios hilos / 25 mm <sup>2</sup> hilo fino						
Montaje sobre	Carril de sujeción 35 mm según EN 60715						
Material de la carcasa	Termoplástico, color rojo, UL 94 V-0						
Clase de protección	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Medidas de montaje	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880	1 TE, DIN 43880
Homologaciones	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL	KEMA, VDE, UL
Contacto FM / Forma de los contactos	Conmutado	Conmutado	Conmutado	Conmutado	Conmutado	Conmutado	Conmutado
Potencia de conmutación ac	250 V / 0,5 A	250 V / 0,5 A	250 V / 0,5 A	250 V / 0,5 A	250 V / 0,5 A	250 V / 0,5 A	250 V / 0,5 A
Potencia de conmutación dc	250 V/0,1 A; 125 V/0,2 A; 75 V/0,5 A						
Sección de conexión para las bornas FM	max. 1,5mm <sup>2</sup> monofilar / hilo fino						

Información para el pedido							
Tipo	DG T 75 FM	DG T 150 FM	DG T 275 FM	DG T 320 FM	DG T 385 FM	DG T 440 FM	DG T 600 FM
Artículo-Nº.	900 684	900 683	900 680	900 682	900 691	900 685	900 681
VPE	1 Unidad	1 Unidad	1 Unidad	1 Unidad	1 Unidad	1 Unidad	1 Unidad

Accesorios para el DEHNguard® T / DEHNguard® T...FM



**Módulo de protección**

Tipo	T 75	T 150	T 275	T 320	T 385	T 440	T 600
Corriente nominal de descarga (8/20)	10 kA	15 kA	20 kA	20 kA	20 kA	20 kA	15 kA
Máx. tensión permisible de servicio ac	75 V	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V	600 V
Máx. tensión permisible de servicio dc	100 V	200 V	350 V	420 V	500 V	585 V	600 V

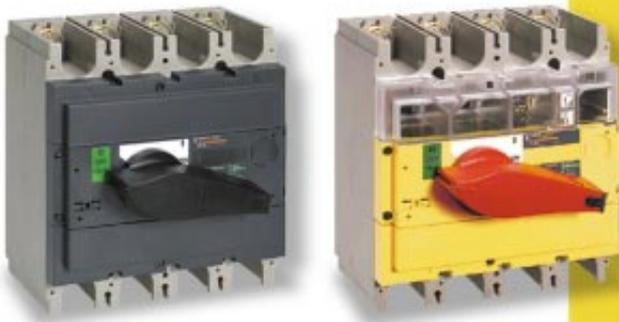
Tipo	VPE Unidades	Artículo Nº.
T 75	1	900 674
T 150	1	900 673
T 275	1	900 670
T 320	1	900 672
T 385	1	900 679
T 440	1	900 675
T 600	1	900 671

Nueva gama  
de interruptores en carga  
de 40 a 630 A

Novedad

99

**Interpact INS**  
**Interpact INV**  
**Merlin Gerin**



*La modularidad  
sin límites*

Merlin Gerin

Modicon

Square D

Telemecanique

ON  
OFF

**Schneider**  
 **Electric**

Nueva gama de interruptores en carga **Interpact INS / Interpact INV**

# Una gama completa de 40 a 630A

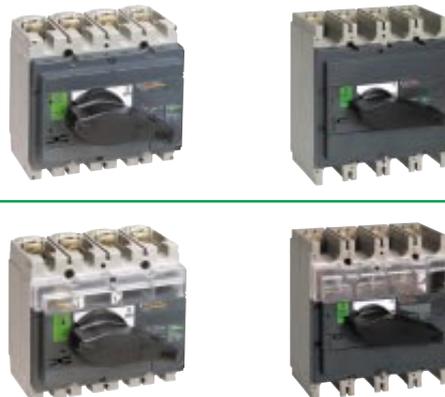
## Interpact INS

Interruptores con corte plenamente aparente



## Interpact INV

Interruptores con corte visible



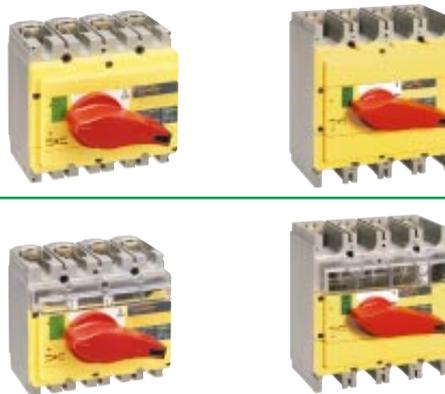
## Interpact INS

Interruptor de paro de emergencia con corte plenamente aparente



## Interpact INV

Interruptor de paro de emergencia con corte visible



calibre	40 A	63 A	80 A	100 A	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	400 A	500 A	630 A
aparato	INS40	INS63	INS80	INS100	INS125	INS160						
■ perfil modular				INS250-100	-	INS250-160	INS250-200	INS250	INS320	INS400	INS500	INS630
■ montaje sobre panel				INV100	-	INV160	INV200	INV250	INV320	INV400	INV500	INV630

## Corte plenamente aparente o visible.



### El corte plenamente aparente

Un dispositivo mecánico garantiza que la posición de la empuñadura sea el reflejo de la posición de los contactos principales. Con el corte aparente, **Schneider Electric** garantiza una seguridad óptima a los usuarios de la gama **Interpact**.

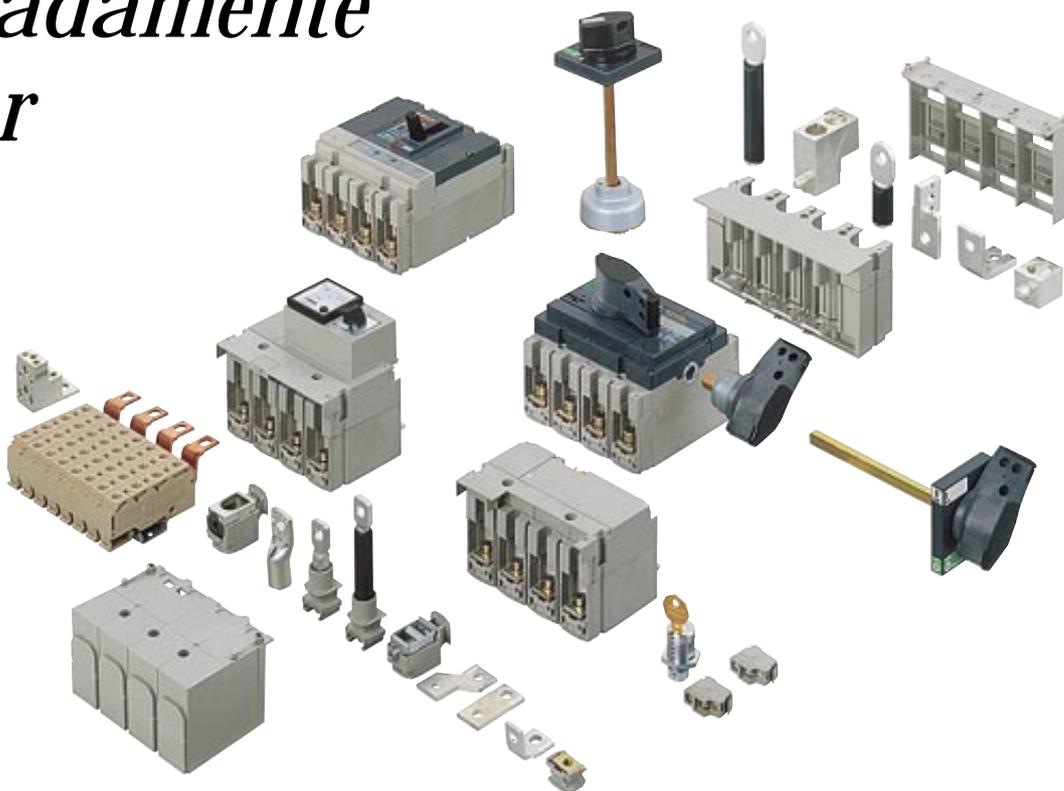


### El corte visible

El operador ve directamente a través de una pantalla transparente la separación física de los contactos principales. La gama **Interpact INV** se beneficia así de la doble seguridad: **corte visible y plenamente aparente**.

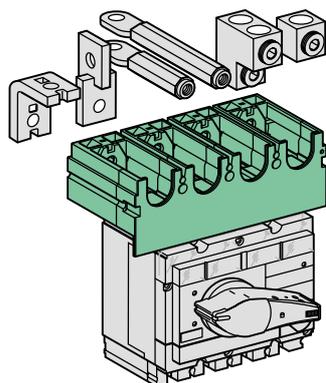
Aprovéchese de un sistema...

# Extremadamente modular



Accesorios comunes con Compact NS.

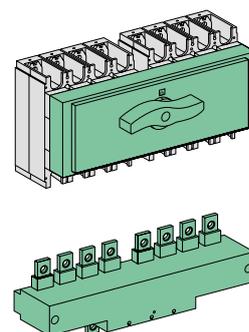
Espaciador Monobloc para Interpact INS / INV o Compact NS.



Novedad

Inversores de redes manuales.

Novedad



Monobloc con accesorio de acoplamiento

Tanto en los interruptores en carga **Interpact INS** e **Interpact INV** como en los interruptores automáticos **Compact NS**, se puede ensanchar el paso polar para igualarlo al de un aparato de mayor tamaño.

El espaciador **Monobloc** ofrece una mejor accesibilidad, manteniendo la homogeneidad de la instalación eléctrica, ya que permite utilizar todos los accesorios de un **Compact NS** de calibre superior.

La nueva gama de interruptores en carga **Interpact INS e INV** dispone de una gama completa de inversores: para mando rotativo, por cerradura, pero sobre todo el nuevo inversor **Monobloc** con un sistema de acoplamiento rápido. Todos estos inversores tienen el mismo entreeje de montaje para simplificar su integración en los sistemas de instalación.

Interpact, Compact, Prisma.

# *Total integración para una máxima fiabilidad*

La gama **Interpact** se integra de manera óptima con los interruptores automáticos **Compact** y los armarios **Prisma** para obtener un sistema funcional homogéneo. Esta total integración, tanto eléctrica como mecánica, le aporta una garantía única en prestaciones, seguridad y durabilidad. Asimismo, le ofrece grandes posibilidades de instalación en armarios y cofres **Prisma** gracias a las gamas de accesorios de conexionado y de montaje de **Schneider Electric**.

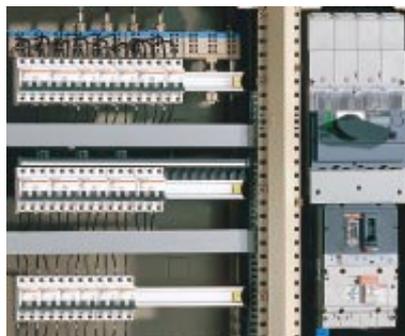
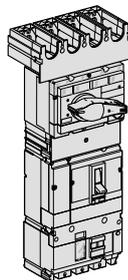
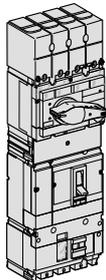


## Asociación entre Interpact INV y Compact NS

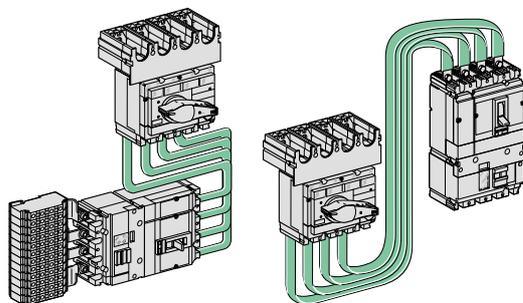


### Asociación Monobloc

Esta asociación directa es especialmente útil en la instalación en pasillo lateral de 300 mm.



La asociación entre aparatos de las gamas **Interpact** y **Compact** puede realizarse de distintas formas en armarios **Prisma P** y en armarios **Prisma G** y **GX**.



# Las prestaciones de los interruptores en carga Interpact INS e Interpact INV.



INS		40	63	80	100	125	160	250-100	250-160	250-200	250	320	400	500	630 <sup>(1)</sup>				
INV					100		160			200	250	320	400	500	630				
<b>Interpact INS/INV. Las prestaciones comunes.</b>																			
Ith a 60° C (A)		40	63	80	100	125	160	100	160	200	250	320	400	500	630				
Ui CA 50/60 Hz (V)		690										750							
Uimp (kV)						8													
Ue CA 50/60 Hz (V)		500										690							
CC (V)						250													
<b>Interpact INS<sup>(2)</sup>. Las prestaciones industriales.</b>																			
Ie 380/415V	AC22A	40	63	80	100	125	160	100	160	200	250	320	400	500	630				
	AC23A	40	63	80	100	125	160	100	160	200	250	320	400	500	500				
Endurancia eléctrica	AC22A 500 a 690V																		
	AC23A 140 a 440V	2000										1500							
	DC 23A 250V																		
<b>Interpact INV. Las prestaciones con doble seguridad.</b>																			
Ie 380/415V	AC22A											100	160	200	250	320	400	500	630
	AC23B											100	160	200	250	320	400	500	500
Endurancia eléctrica	AC22A 500 a 630V											1500							
	AC23B 440 a 630V																		
	DC 23B 250V											200							

(1) A 50°C.

(2) Para INS 250-100 a INS 630 prestación idéntica hasta 500/690 V.

## Terciario o industrial.

Un interruptor en carga Interpact para cada aplicación...

### Cabecera de cuadro de distribución de edificio terciario



Cuadros secundarios de 40 a 160 A con apartamiento modular



Distribución de potencia de 400 a 2500 A

### Coffret de proximidad para máquinas



Coffret de proximidad con interruptor de 40 a 630 A

### Armario de automatismo



Cabecera de coffret de automatismos de 63 a 400 A

Los interruptores Interpact INS e INV están, por supuesto, perfectamente integrados en el sistema funcional **Schneider Electric**. Esto es una garantía de prestaciones incluso en las condiciones de uso más severas.

Los interruptores en carga Interpact INS e INV pueden ser instalados sobre carril (de 40 a 160A) o sobre panel (de 100 a 630 A), y cumplen con la reglamentación relacionada con las máquinas herramientas.

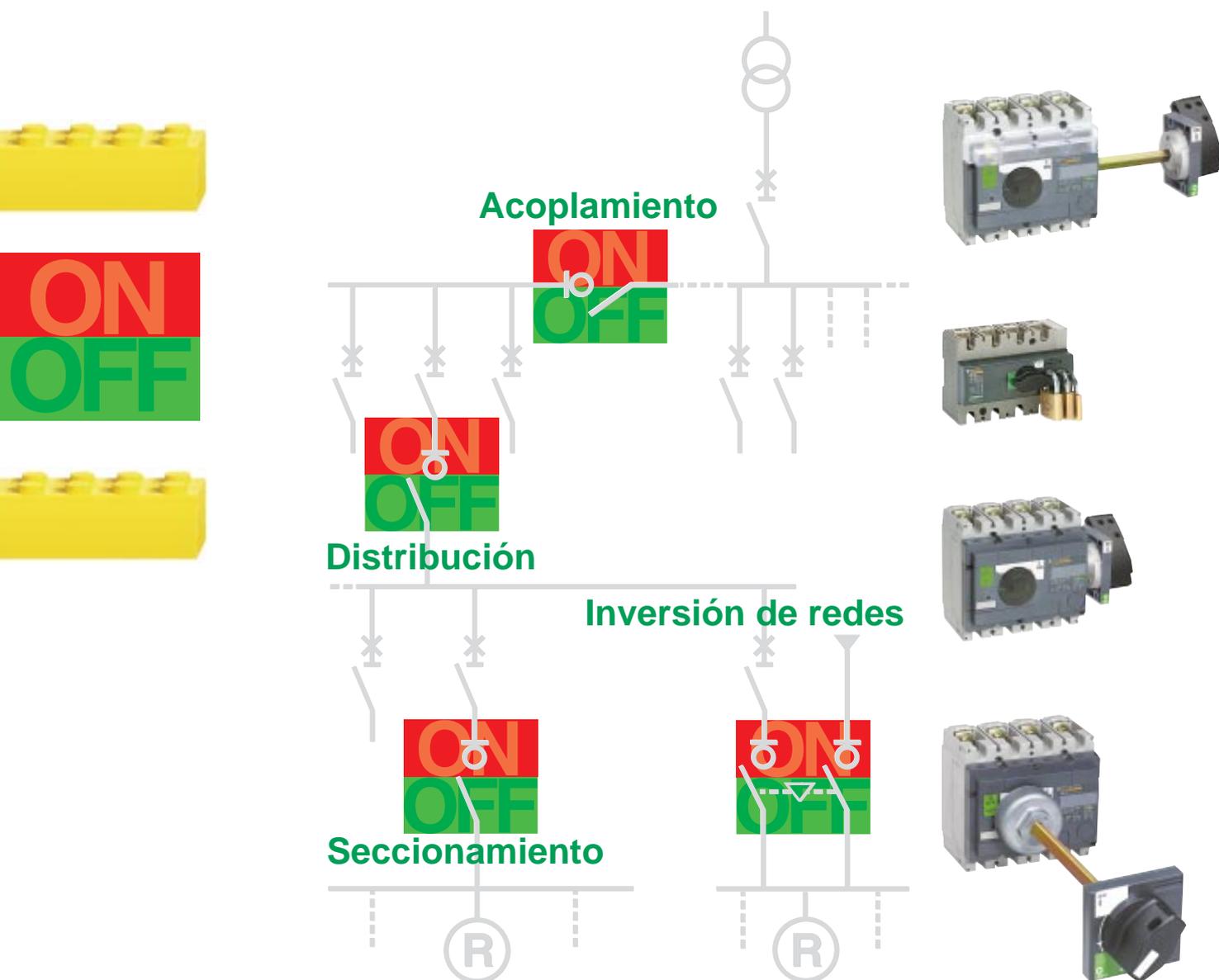
... y conforme con todas las normas internacionales.



- El conjunto de la gama está completamente certificado según IEC 947-1, IEC 947-3 y UNE EN 60947-1, UNE EN 60947-3. Estas certificaciones son realizadas en el marco de LOVAG por organismos de certificación externos.
- Esta gama dispondrá de las homologaciones marinas necesarias para ser utilizada en este campo de aplicación.
- Ciertos calibres serán homologados UL "UL 1087 listed" para los mercados que demandan esta prestación.

Nueva gama de interruptores en carga **Interpact INS / Interpact INV**

*¿Quién puede ofrecerle  
un abanico de aplicaciones tan amplio?*





## 44 CEP - CUADROS ESTANCOS EN GWPLAST 120 - IP55

### CUADROS



#### CUADROS ESTANCOS CON PUERTA CIEGA Y CERRADURA - GRIS RAL 7035

Código	Dim. externas BxHxP (mm)	N. módulos EN 50022 max	N. cerraduras	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 44 808	200 x 254 x 135		1	4	35,40
GW 44 809	236 x 316 x 135	8	1	4	44,10
GW 44 810	316 x 396 x 160	24 (2X12)	2	2	60,30
GW 44 811	396 x 474 x 160	32 (2X16)	2	2	79,30

**CARACTERÍSTICAS:** puertas dotadas de retículo funcional de referencia para fijar aparatos.

**ACCESORIOS:** marco para semiempotrar, cubretornillos para doble aislamiento, llave de triángulo. GW44809, GW44810, GW44811, montantes metálicos para fijar carriles EN 50022.



#### CUADROS ESTANCOS CON PUERTA TRANSPARENTE Y CERRADURA - GRIS RAL 7035

Código	Dim. externas BxHxP (mm)	N. módulos EN 50022 max	N. cerraduras	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 44 818	200 x 254 x 135		1	4	38,40
GW 44 819	236 x 316 x 135	8	1	4	48,10
GW 44 820	316 x 396 x 160	24 (2X12)	2	2	63,60
GW 44 821	396 x 474 x 160	32 (2X16)	2	2	88,20

**CARACTERÍSTICAS:** puertas dotadas de retículo funcional de referencia para fijar aparatos.

**ACCESORIOS:** marco para semiempotrar, cubretornillos para doble aislamiento, llave de triángulo. GW44819, GW44820, GW44821, montantes metálicos para fijar carriles EN 50022.

### CONFIGURACIÓN INTERNA



#### PLACAS DE FONDO DE CHAPA ZINCADA CON TORNILLOS DE FIJACIÓN AUTORROSCANTES

Código	Para cuadros de dim. BxH mm	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 44 636	200 x 254	20	3,00
GW 44 637	236 x 316	20	3,60
GW 44 638	316 x 396	5	7,20
GW 44 639	396 x 474	5	9,70



#### PLACAS DE FONDO EN MATERIAL AISLANTE CON TORNILLOS DE FIJACIÓN AUTORROSCANTES

Código	Para cuadros de dim. BxH mm	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 44 646	200 x 254	20	12,90
GW 44 647	236 x 316	20	15,30
GW 44 648	316 x 396	4	19,90
GW 44 649	396 x 474	5	24,80

**CARACTERÍSTICAS:** dotadas de retículo funcional de referencia para fijar aparatos.



### PANELES TROQUELADOS PARA APARATOS MODULARES Y INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA HASTA 160 A CARRIL EN 50022 - GRIS RAL 7035

Código	N° módulos EN 50022	Para cuadros de dim. BxH mm	Utilización	Pot. disp. empotrar (W)	Pot. disp. superficie (W)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 44 852	8	236 x 316	Modulares - Interruptores en caja máx 125A	21	17	1/8	11,40
GW 44 853	14	316 x 396	Modulares - Interruptores en caja máx 160A	35	31	1/8	12,20
GW 44 854	24 (2x12)	316 x 396	Modulares - Interruptores en caja máx 125A	42	34	1/8	16,20
GW 44 855	32 (2x16)	396 x 474	Modulares - Interruptores en caja máx 160A	52	46	1/8	18,80

**DOTACIÓN:** montantes de fijación y guías EN 50022, tapas cubre-módulo, etiquetas para puertos usuarios, tarjeta autoadhesiva para la certificación según la norma CEI 23-51.

**NOTA:** potencias disipadas calculadas según la norma CEI 23-49, colocando los paneles en los cuadros correspondientes.



### JUEGO DE 4 GRAPAS DE ACERO PARA FIJAR CUADROS DE SUPERFICIE

Código	Material	Accesorios	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 446	Acero zincado y tropicalizado	Tornillos de fijación	1/20	6,00
GW 46 451	Acero inoxidable	Tornillos de fijación	1/20	12,40



### GRAPA DE FIJACIÓN DE PARED

Código	Material	Accesorios	Para cajas /cuadros	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 44 621	Aislante	Tornillos autorroscantes	Todos los tipos de pared	40/480	24,50 **



### CERRADURA DE SEGURIDAD CON MANETA

Código	Descripción	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 445	Cerradura de seguridad con maneta y llave	1/10	10,20

**ACCESORIOS:** 2 llaves. Todas las llaves tienen un código unificado.

## 46 QP - CUADROS ESTANCOS EN POLIÉSTER - IP65

### CUADROS



### CUADROS ESTANCOS EN POLIÉSTER CON PUERTA CIEGA Y CERRADURA - GRIS RAL 7035

Código	Dim. externas BxHxP (mm)	N° módulos EN 50022	N. cerraduras	Potencia disipada (W)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 001	250 x 300 x 160		1	34	1	67,00
GW 46 002	310 x 425 x 160	36 (3x12)	2	48	1	83,70
GW 46 003	405 x 500 x 200	54 (3x18)	2	105	1	124,00
GW 46 004	405 x 650 x 200	72 (4x18)	2	118	1	157,00
GW 46 005	515 x 650 x 250	96 (4x24)	2	126	1	185,00
GW 46 006	585 x 800 x 300	140 (5x28)	2	205	1	289,00
GW 46 007	800 x 1060 x 350	180 (5x36)	2	337	1	545,00

**NOTA:** potencia disipada calculada según la norma CEI 23-49.

**CARACTERÍSTICAS:** puertas dotadas de retículo funcional de referencia para fijar aparatos.

**DOTACIÓN:** tapones cubre-tornillo para aislamiento doble, 4 escuadras reversibles con tornillos para fijar placas de fondo o montantes de aparatos modulares.



### CUADROS ESTANCOS EN POLIÉSTER CON PUERTA, VENTANA TRANSPARENTE Y CERRADURA - GRIS RAL 7035

Código	Dim. externas BxHxP (mm)	N° módulos EN 50022	N. cerraduras	Potencia disipada (W)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 201	250 x 300 x 160		1	34	1	82,60
GW 46 202	310 x 425 x 160	36 (3x12)	2	48	1	102,00
GW 46 203	405 x 500 x 200	54 (3x18)	2	105	1	144,00
GW 46 204	405 x 650 x 200	72 (4x18)	2	118	1	172,00
GW 46 205	515 x 650 x 250	96 (4x24)	2	126	1	224,00
GW 46 206	585 x 800 x 300	140 (5x28)	2	205	1	310,00
GW 46 207	800 x 1060 x 350	180 (5x36)	2	337	1	580,00

**NOTA:** Potencia disipada calculada según la norma CEI 23-49.

**ACCESORIOS:** cubretornillos para doble aislamiento, n° 4 escuadras reversibles y tornillería para fijar las placas de fondo y los montantes de los aparatos modulares.

## RECAMBIOS

NOVEDAD



### PUERTA CIEGA Y CERRADURA

Código	Para cuadros dim. BxHxP mm	N. cerraduras	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 511	250x300x160	1	1/6	56,50
GW 46 512	310x425x160	2	1/6	68,00
GW 46 513	405x500x160	2	1/8	78,10
GW 46 514	405x650x160	2	1/8	89,70
GW 46 515	515x650x250	2	1/10	114,00
GW 46 516	585x800x300	2	1/10	151,00
GW 46 517	800x1060x350	2	1/10	278,00

NOVEDAD



### PUERTA, VENTANA TRANSPARENTE Y CERRADURA

Código	Para cuadros dim. BxHxP mm	N. cerraduras	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 501	250x300x160	1	1/6	38,00
GW 46 502	310x425x160	2	1/6	46,00
GW 46 503	405x500x200	2	1/8	52,70
GW 46 504	405x650x200	2	1/8	61,10
GW 46 505	515x650x250	2	1/10	72,50
GW 46 506	585x800x300	2	1/10	110,00
GW 46 507	800x1060x350	2	1/10	197,00

## 46 QM - CUADROS ESTANCOS METÁLICOS - IP55

## CUADROS



### CUADROS ESTANCOS EN METAL CON PUERTA CIEGA Y CERRADURA - GRIS RAL 7035

Código	Dim. externas BxHxP (mm)	N° módulos EN 50022	N. cerraduras	Potencia disipada (W)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 031	250 x 300 x 160		1	49	1	64,70
GW 46 032	310 x 425 x 160	36 (3x12)	2	76	1	70,20
GW 46 033	405 x 500 x 200	54 (3x18)	2	106	1	98,20
GW 46 034	405 x 650 x 200	72 (4x18)	2	135	1	115,00
GW 46 035	515 x 650 x 250	96 (4x24)	2	228	1	130,00
GW 46 036	585 x 800 x 300	140 (5x28)	2	297	1	191,00
GW 46 037	800 x 1060 x 350	180 (5x36)	2	404	1	287,00

**NOTA:** potencia disipada calculada según la norma CEI 23-49.

**DOTACIÓN:** pernos roscados o escuadras reversibles con tornillos para fijar placas de fondo o montantes de aparatos modulares.  
GW46034, GW46035, GW46036, GW46037 con fondo perforado provisto de brida para el paso de los cables.



### CUADROS ESTANCOS METÁLICOS CON PUERTA, VENTANA DE CRISTAL TEMPLADO Y CERRADURA - GRIS RAL 7035

Código	Dim. externas BxHxP (mm)	N° módulos EN 50022	N. cerraduras	Potencia disipada (W)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 232	310 x 425 x 160	36 (3x12)	2	76	1	89,30
GW 46 233	405 x 500 x 200	54 (3x18)	2	106	1	117,00
GW 46 234	405 x 650 x 200	72 (4x18)	2	135	1	137,00
GW 46 235	515 x 650 x 250	96 (4x24)	2	228	1	161,00
GW 46 236	585 x 800 x 300	140 (5x28)	2	297	1	229,00
GW 46 237	800 x 1060 x 350	180 (5x36)	2	404	1	372,00

**NOTA:** potencia disipada calculada según la norma CEI 23-49.

**DOTACIÓN:** pernos roscados o escuadras reversibles con tornillos para fijar placas de fondo o montantes de aparatos modulares.  
GW46234, GW46235, GW46236, GW46237 con fondo perforado provisto de brida para el paso de los cables.

## 46 QX - CUADROS ESTANCOS EN ACERO INOXIDABLE - IP55

### CUADROS



#### CUADROS ESTANCOS DE ACERO INOX SATINADO ANTI-HUELLA CON PUERTA CIEGA Y CERRADURA

Código	Dim. externas BxHxP (mm)	N° módulos EN 50022	N. cerraduras	Potencia disipada (W)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 052	310 x 425 x 160	36 (3x12)	2	76	1	292,00
GW 46 054	405 x 650 x 200	72 (4x18)	2	135	1	499,00
GW 46 056	585 x 800 x 300	140 (5x28)	2	297	1	802,00

**APLICACIONES:** versiones de acero inoxidable AISI 316 disponibles bajo pedido, especialmente indicadas para sitios con alta densidad de agentes químicos agresivos.

**NOTA:** potencia disipada calculada según la norma CEI 23-49.

**DOTACIÓN:** pernos roscados o escuadras reversibles con tornillos para fijar placas de fondo o montantes de aparatos modulares.

GW46054, GW46056 con fondo perforado provisto de brida para el paso de los cables.

## ACCESORIOS TÉCNICOS PARA CUADROS 46 QP, QM Y QX

### CONFIGURACIÓN FRONTAL



#### CONTRAPUERTAS CON BISAGRA DE POLIÉSTER PARA MONTAR APARATOS DE MANDO, SEÑALIZACIÓN Y MEDIDA - GRIS RAL 7035

Código	Para cuadros de dim. BxH mm	Dist. contrapuerta- puerta	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 414	310 x 425	32 mm	1/5	21,90
GW 46 415	405 x 500	32 mm	1/4	26,90
GW 46 416	405 x 650	32 mm	1/5	31,90
GW 46 417	515 x 650	32 mm	1/2	39,00
GW 46 418	585 x 800	32 mm	1/2	52,00
GW 46 419	800 x 1060	43 mm	1	116,00

Para más información sobre la distancia entre la puerta del cuadro, contrapuerta y placa de fondo, ver los datos dimensionales correspondientes.



#### PANELES TROQUELADOS DE 1 MÓDULO DE ALTURA - GRIS RAL 7035

Código	N° módulos EN 50022	Para cuadros de dim. (mm)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 420	12	310	1/10	12,10
GW 46 421	18	405	1/10	13,50
GW 46 422	24	515	1/10	14,90
GW 46 423	28	585	1/5	17,40
GW 46 424	36	800	1/5	22,20

**ACCESORIOS:** Tornillería de fijación. Con carril EN 50022.

**CARACTERÍSTICAS:** GW46420, GW46421, GW46422, GW46423, fijación directa en las paredes interiores de los cuadros de poliéster.

**NOTA:** el panel GW46424 se fija exclusivamente con montantes GW46439.



#### PANELES CIEGOS PARA COBERTURA - GRIS RAL 7035

Código	Para cuadros base (mm)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
<b>ALTURA: 1 MÓDULO</b>			
GW 46 425	310	1/10	8,85
GW 46 426	405	1/10	10,00
GW 46 427	515	1/13	11,40
GW 46 428	585	1/5	12,60
GW 46 429	800	1/5	15,00
<b>ALTURA: 2 MÓDULOS</b>			
GW 46 475	310	1/5	16,90
GW 46 476	405	1/5	18,40
GW 46 477	515	1/5	20,90
GW 46 478	585	1/5	23,90
GW 46 479	800	1	33,10

**DOTACIÓN:** accesorios de fijación.

**CARACTERÍSTICAS:** GW46425, GW46426, GW46427, GW46428, GW46475, GW46476, GW46477, GW46478 posibilidad de fijación directamente en las paredes internas para los cuadros de poliéster.

Los paneles GW46429 y GW46479 se fijan exclusivamente con montantes GW46439.



### PAR DE MONTANTES PARA INSTALAR ACCESORIOS TÉCNICOS PARA APARATOS MODULARES

Código	Para cuadros de dim. BxH mm	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 435	310 x 425	1/10	10,60
GW 46 436	405 x 500	1/10	11,30
GW 46 437	405 x 650 / 515 x 650	1/10	14,30
GW 46 438	585 x 800	1/10	17,20
GW 46 439	800 x 1060	1/10	26,90

**APLICACIONES:** permiten realizar bastidores extraíbles gracias al empleo de paneles de cobertura y/o guías EN 50022 y placas de fondo.



### CARRILES EN 50022

Código	N° módulos EN 50022	Para cuadros de dim. (mm)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 430	12	310	1/10	4,70
GW 46 431	18	405	1/10	5,10
GW 46 432	24	515	1/10	6,10
GW 46 433	28	585	1/10	7,05
GW 46 434	36	800	1/10	9,05

**ACCESORIOS:** Tornillería de fijación.

**CARACTERÍSTICAS:** Fijación por medio de montantes.

## CONFIGURACIÓN INTERNA



### PLACAS DE FONDO DE ACERO CON TRATAMIENTO ANTICORROSIÓN PARA MONTAR APARATOS NO MODULARES

Código	Para cuadros de dim. BxH mm	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 401	250 x 300	1/5	5,65
GW 46 402	310 x 425	1/5	8,85
GW 46 403	405 x 500	1/5	13,30
GW 46 404	405 x 650	1/5	18,10
GW 46 405	515 x 650	1/4	23,70
GW 46 406	585 x 800	1/3	35,30
GW 46 407	800 x 1060	1	68,00



### PLACAS DE FONDO FORATE DE ACERO ZINCOTROPICALIZADO PARA MONTAR APARATOS NO MODULARES

Código	Para cuadros de dim. BxH mm	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 461	250 x 300	1/5	9,05
GW 46 462	310 x 425	1/5	14,60
GW 46 463	405 x 500	1/5	18,70
GW 46 464	405 x 650	1/5	29,10
GW 46 465	515 x 650	1/4	33,50
GW 46 466	585 x 800	1/3	49,20
GW 46 467	800 x 1060	1/2	61,30

**NOTA:** para instalar aparatos hay que utilizar la tuerca y los clips GW46450.



### PLACAS DE FONDO EN MATERIAL AISLANTE PARA MONTAR APARATOS NO MODULARES

Código	Para cuadros de dim. BxH mm	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 408	250 x 300	1/5	7,60
GW 46 409	310 x 425	1/5	11,10
GW 46 410	405 x 500	1/5	16,90
GW 46 411	405 x 650	1/4	21,30
GW 46 412	515 x 650	1/3	33,10
GW 46 413	585 x 800	1/2	45,60



### PLACAS PERFORADAS DE ACERO ZINCOTROPICALIZADO - SE FIJAN MEDIANTE MONTANTES

Código	Para cuadros de dim. BxH mm	N. módulo EN 50022	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
<b>ALTURA: 1 MÓDULO</b>				
GW 46 440	310 x 425	12	1/5	6,80
GW 46 441	405 x 500 / 405 x 650	18	1/5	8,85
GW 46 442	515 x 650	24	1/5	10,80
GW 46 443	585 x 800	28	1/5	13,30
GW 46 444	800 x 1060	36	1/4	21,30

SIGUE EN LA PÁGINA SIGUIENTE

(SIGUE)

**PLACAS PERFORADAS DE ACERO ZINCOTROPICALIZADO - SE FIJAN MEDIANTE MONTANTES**

Código	Para cuadros de dim. BxH mm	N. módulo EN 50022	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
<b>ALTA: 2 MÓDULOS</b>				
GW 46 480	310 x 425	12	1/5	12,70
GW 46 481	405 x 500 / 405 x 650	18	1/5	17,70
GW 46 482	515 x 650	24	1/5	19,60
GW 46 483	585 x 800	28	1/5	21,90
GW 46 484	800 x 1060	36	1/2	39,00

**NOTA:** Para instalar aparatos hay que utilizar la tuerca y los clips GW46450



**TUERCA CLIPS DE ACERO ZINCADO TROPICALIZADO PARA FIJAR APARATOS EN PLACAS DE FONDO PERFORADAS**

Código	Descripción	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 450	Tuerca-clip de fijación para tornillo Ø 5 mm	10/100	0,50

## ACCESORIOS TÉCNICOS DE SERVICIO



**JUEGO DE 4 GRAPAS DE ACERO PARA FIJAR CUADROS DE SUPERFICIE**

Código	Material	Accesorios	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 446	Acero zincado y tropicalizado	Tornillos de fijación	1/20	6,00
GW 46 451	Acero inoxidable	Tornillos de fijación	1/20	12,40



**PERFIL CUBREMÓDULOS EN MATERIAL PLÁSTICO - COLOR GRIS RAL 7035**

Código	N. módulo EN 50022	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 47 291	24	10	5,40

**CARACTERÍSTICAS:** se fijan a presión en paneles frontales con perforaciones DIN



**JUNTA PARA ACOPLAR CUADROS - CON PLANTILLA DE PERFORACIÓN**

Código	Dimensiones (mm)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 449	295x150	1/10	8,70

**APLICACIONES:** para cuadros de 405x500x200 en adelante.



**BARNIZ EN AEROSOL PARA RETOQUES**

Código	Color	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 47 196	Gris RAL 7035	1/6	20,70



**JUEGO DE 4 ESCUADRAS REVERSIBLES PARA FIJAR PLACAS DE FONDO O MONTANTES PARA APARATOS MODULARES**

Código	Descripción	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 521	Escuadras reversibles	1/20	7,45

**ACCESORIOS:** tornillería de fijación.

**APLICACIONES:** permite la instalación combinada de la placa de fondo y el bastidor.



### CERRADURA DE SEGURIDAD CON MANETA

Código	Descripción	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 445	Cerradura de seguridad con maneta y llave	1/10	10,20

**ACCESORIOS:** 2 llaves. Todas las llaves tienen un código unificado.  
**APLICACIONES:** para cuadros 46 QP, QX, QM y CEP.



### JUEGO UNIVERSAL DE VENTILACIÓN PARA CUADROS - IP44 - 230 V - 50/60 HZ

Código	Descripción	Orificio (mm)	Distancia entre ejes	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 448	Ventilador rejilla y filtro antipolvo	125x117	123x115	1/2	94,30
GW 46 471	Rejilla de aeración con filtro antipolvo	125x117	123x115	1/10	39,80

**ACCESORIOS:** plantilla de perforación.  
**APLICACIONES:** ventilación forzada en caso de condiciones térmicas críticas.  
**CARACTERÍSTICAS:** el ventilador aspira aire del exterior y lo introduce en el cuadro generando una ligera sobrepresión que impide la entrada de partículas extrañas. Potencia máx. del ventilador: 60 m3/h.



### SOBRE PORTADOCUMENTOS DE MATERIAL AISLANTE AUTOADHESIVO CON JUEGO DE ETIQUETAS PARA PERSONALIZACIÓN

Código	Dimensiones (mm)	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 46 447	310x230	1/10	7,80

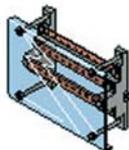
**CARACTERÍSTICAS:** para los cuadros Gewiss de 405x500x200 mm en adelante.



### REGLETA REPARTIDORA MODULAR UNIPOLAR PARA FIJAR EN PLACA O EN CARRIL EN 50022 - IP20

Código	Dim. externas BxHxP (mm)	N. módulo EN 50022	Capacidad conexión entrada	Capacidad conexión salida	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
<b>INTENSIDAD NOMINAL (A): 160</b>						
GW 44 651	35x92x49	2	1x10-70 mm <sup>2</sup>	6x2,5-16 mm <sup>2</sup>	1/5	29,60

**CARACTERÍSTICAS:** posibilidad de realizar repartidores uni-bitri y tetrapolares. Par de apriete bornas: cable de entrada 4Nm, cables de salida 1,5Nm.



### REPARTIDOR DE 4 POLOS 250 A HORIZONTAL CON BARRAS 20x5 MM PERFORADAS ROSCADOS M6

Código	Dimensiones (mm)	N. módulo EN 50022	Instalación	Capacidad conexión entrada	Capacidad conexión salida	Paq. Embal.	Precio EURO unitario
GW 44 700	285x190x70	16	En perfil EN 50022	1xM12	10xM6	1	70,00

**ACCESORIOS:** clip para instalar en el carril DIN.

En el portal  
**FAQ**

Las respuestas a las preguntas más frecuentes sobre productos, instalaciones, normas y software

[www.gewiss.com](http://www.gewiss.com)

# SERIE 46

## CUADROS ESTANCOS DE SUPERFICIE PARA DISTRIBUCIÓN Y AUTOMATIZACIÓN

### 44 CEP - CUADROS ESTANCOS EN GWPLAST 120

#### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Normas de referencia: IEC 60670; CEI 23-48; CEI 23-49	Material: GW PLAST 120
Grado de protección: IP 56	Resistencia al impacto: IK 08
Protección contra contactos indirectos: doble aislamiento <input checked="" type="checkbox"/> (•)	Resistencia al calor intenso y al fuego: Termopresión con bola 120°C
Temperatura de instalación: Máx +60° Mín -25°	Prueba de hilo incandescente 650°C

#### RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS Y ATMOSFÉRICOS

Solución salina	Ácidos		Bases		Disolventes				Aceite mineral	Rayos UV 100
	Concentrados	Diluidos	Concentrados	Diluidas	Hexano	Benzol	Acetona	Alcohol etílico		
Alta	Baja	Alta	Baja	Baja	Baja	Nula	Nula	Baja	Baja	Baja

### 46 QP - CUADROS ESTANCOS EN POLIÉSTER

#### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Normas de referencia: EN 60439-1; EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49	Material: poliéster reforzado con fibra de vidrio
Grado de protección: IP 65	Resistencia al impacto: IK 10
Protección contra contactos indirectos: doble aislamiento <input checked="" type="checkbox"/> (•)	Resistencia al calor intenso y al fuego: Termopresión con bola 200°C
Temperatura de instalación: Máx +60°C; Mín -25°C	Prueba de hilo incandescente 960°C

#### RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS Y ATMOSFÉRICOS

Solución salina	Ácidos		Bases		Disolventes				Aceite mineral	Rayos UV 100
	Concentrados	Diluidos	Concentrados	Diluidas	Hexano	Benzol	Acetona	Alcohol etílico		
Alta	Baja	Alta	Nula	Baja	Baja	Baja	Nula	Alta	Alta	Alta

### 46 QP - CUADROS ESTANCOS EN POLIÉSTER KIDABLE

#### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Normas de referencia: EN 60439-1; EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49	Material: poliéster reforzado con fibra de vidrio
Grado de protección: IP 65	Resistencia al impacto: IK 10
Protección contra contactos indirectos: doble aislamiento <input checked="" type="checkbox"/> (•)	Resistencia al calor intenso y al fuego: Termopresión con bola 200°C
Temperatura de instalación: Máx +60°C; Mín -25°C	Prueba de hilo incandescente 960°C

#### RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS Y ATMOSFÉRICOS

Solución salina	Ácidos		Bases		Disolventes				Aceite mineral	Rayos UV 100
	Concentrados	Diluidos	Concentrados	Diluidas	Hexano	Benzol	Acetona	Alcohol etílico		
Alta	Baja	Alta	Nula	Baja	Baja	Baja	Nula	Alta	Alta	Alta

## 46 QM - CUADROS ESTANCOS METÁLICOS

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Normas de referencia: EN 60439-1; EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49

Material: chapa barnizada con polvo epoxi - poliéster

Grado de protección: IP 55

Resistencia al impacto: IK 10

Protección contra contactos indirectos:

Temperatura de instalación: Máx +60° Mín -25°

Envolvente metálica con borne de tierra

### RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS Y ATMOSFÉRICOS

Solución salina	Ácidos		Bases		Disolventes				Aceite mineral	Rayos UV 100
	Concentrados	Diluidos	Concentrados	Diluidas	Hexano	Benzol	Acetona	Alcohol etílico		
Baja	Baja	Baja	Nula	Nula	Alta	Baja	Nula	Alta	Alta	Alta

## INFORMACIÓN TÉCNICA GENERAL

### VERIFICACIÓN DE LA SOBRETENPERATURA DENTRO DE LOS CUADROS (SEGÚN LA NORMA CEI 17-43)

Para realizar cuadros destinados a usos no domésticos es necesario verificar la sobretemperatura interior con el método indicado por la norma CEI 17-43 basado en la fórmula:

$$\Delta\vartheta_{05} = kd W_d^{0,804}$$

donde

- $\Delta\vartheta_{05}$  es la sobretemperatura a altura media
- $k$  es el coeficiente de cobertura
- $d$  es un coeficiente que tiene en cuenta los obstáculos horizontales interiores que dificultan la circulación del aire
- $W_d$  es la potencia disipada por los componentes instalados en el cuadro.

Los coeficientes  $k$  y  $d$  dependen esencialmente de las dimensiones, la forma, el tipo de instalación y el número de filas de aparatos modulares.

Para los cuadros de la Serie 46, que se prestan para utilizar como cuadros de tipo ANS, Gewiss ha obtenido el coeficiente global  $\bar{k}$  (producto  $kd$ ), que simplifica la verificación de la sobretemperatura a altura media reduciéndola a la relación:

$$\Delta\vartheta_{05} = \bar{k} W_d^{0,804}$$

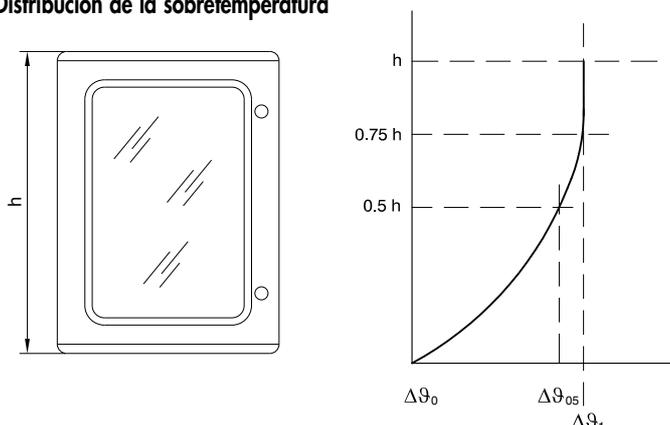
La potencia  $W_d$ , disipada por los componentes introducidos en el cuadro puede calcularse con el método ilustrado en el punto "B" de la página 194. La elevación al exponente 0,804 se puede realizar con una calculadora científica.

#### Coficiente $\bar{k}$ y factor C de los cuadros GEWISS

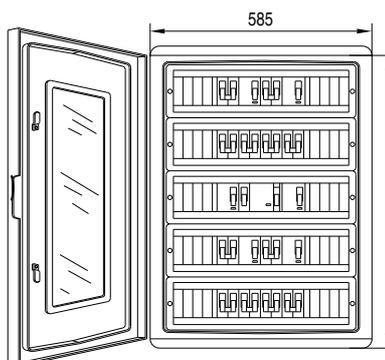
SERIE	CÓDIGO	$\bar{k}$	c
44 CEP	GW 44 808 GW 44 818	1,96	1,16
	GW 44 809 GW 44 819	1,99	1,22
	GW 44 810 GW 44 820	1,40	1,22
	GW 44 811 GW 44 821	1,11	1,21
46 QP	GW 46 001 GW 46 201	1,75	1,21
	GW 46 002 GW 46 202	1,29	1,23
	GW 46 003 GW 46 203	0,95	1,21
	GW 46 004 GW 46 204	0,81	1,24
	GW 46 005 GW 46 205	0,66	1,22
	GW 46 006 GW 46 206	0,50	1,35
	GW 46 007 GW 46 207	0,31	1,33
46 QM/QX	GW 46 031	1,75	1,21
	GW 46 032 GW 46 232 GW 46 052	1,29	1,23
	GW 46 033 GW 46 233	0,95	1,21
	GW 46 034 GW 46 234 GW 46 054	0,81	1,24
	GW 46 035 GW 46 235	0,66	1,22
	GW 46 036 GW 46 236 GW 46 056	0,50	1,35
	GW 46 037 GW 46 237	0,31	1,33

Para determinar la sobretemperatura máxima  $\Delta\vartheta_1$  (en las cajas de derivación que tienen hasta 1,25 m<sup>2</sup> de superficie dispersora, la sobretemperatura se verifica en la parte alta como se indica en la figura) es necesario multiplicar  $\Delta\vartheta_{05}$  por el factor "c" predeterminado por GEWISS.

#### Distribución de la sobretemperatura



#### Ejemplo de empleo del coeficiente total de cobertura $\bar{k}$ y del factor C específicos para los cuadros GEWISS Serie 46



GW 46 206  
 $\bar{k} = 0,5$   
 $c = 1,35$   
 $W_d = 90W$  (dato hipotético)  
 $\vartheta_A$  (Temperatura ambiente) = 30°C

a) Con la calculadora se realizan  $W_d = 90W \rightarrow W_d^{0,804} = 37,25 W$

- el cálculo de la sobretemperatura a altura media:  
 $\Delta\vartheta_{05} = 0,5 \times 37,25 = 18,62^\circ C$
- el cálculo de la sobretemperatura en la parte alta:  
 $\Delta\vartheta_1 = 18,62 \times 1,35 = 25,13^\circ C$

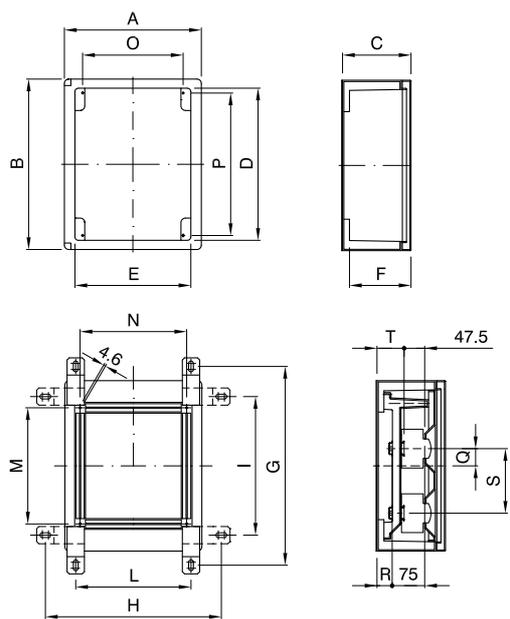
#### Verificación de las temperaturas

- para aparatos ubicados en la primera fila (arriba):  
 $\vartheta_1 = \vartheta_A + \Delta\vartheta_1 = 30 + 25,13 = 55,13^\circ C$
- para aparatos ubicados en la fila central:  
 $\Delta\vartheta_{05} = \vartheta_A + \Delta\vartheta_{05} = 30 + 18,62 = 48,62^\circ C$
- para aparatos ubicados en las filas inferiores:  
 $\vartheta < 48,62^\circ C$

# SERIE 46

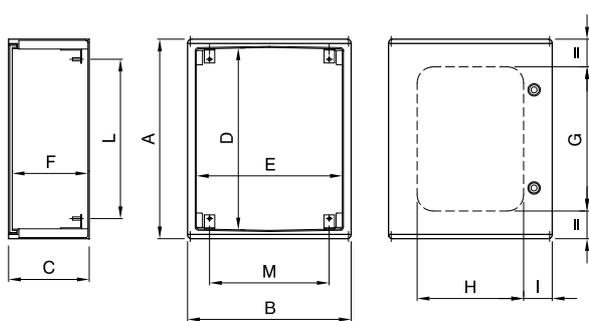
## CUADROS ESTANCOS DE SUPERFICIE PARA DISTRIBUCIÓN Y AUTOMATIZACIÓN

### SERIE 44 CEP - CUADROS ESTANCOS DE GW PLAST 120 °C



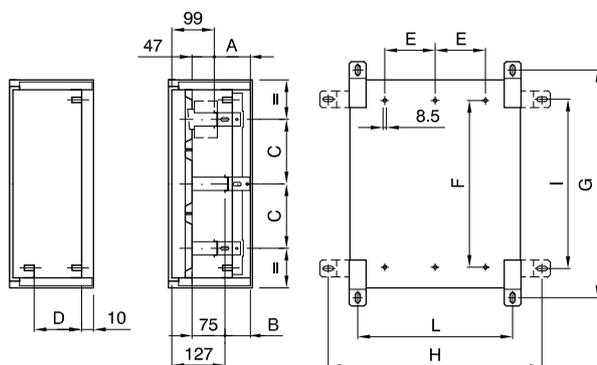
CUADROS CÓDIGO	GW 44 808 GW 44 818	GW 44 809 GW 44 819	GW 44 810 GW 44 820	GW 44 811 GW 44 821
A	200	236	316	396
B	254	316	396	474
C	135	135	160	160
D	211,5	273,5	353,5	431,5
E	151,5	187,5	267,5	347,5
F	127,5	127,5	140	140
G	321	383	463	541
H	290	326	406	486
I	181	243	323	401
L	150	186	266	346
M	129	191	271	349
N	130	166	246	326
O	116	152	232	312
P	189	251	331	409
Q	-	40	40	75
R	-	27	35	35
S	-	150	150	150
T	-	54,5	62,5	62,5

### SERIE 46 - CUADROS ESTANCOS DE POLIÉSTER



CUADROS CÓDIGO	GW 46 001 GW 46 201	GW 46 002 GW 46 202	GW 46 003 GW 46 203	GW 46 004 GW 46 204	GW 46 005 GW 46 205	GW 46 006 GW 46 206	GW 46 007 GW 46 207
A	300	424	499	499	649	799	1060
B	250	313	406	406	514	586	777
C	160	160	200	200	250	300	350
D	251	375	450	450	600	750	1000
E	206	269	362	362	470	542	722
F	154	154	194	194	244	294	342
G	205	310	360	360	510	650	827
H	140	169	264	264	380	440	577
I	71	71	71	71	71	71	100
L	203	327	402	402	552	702	952
M	141	202	297	297	405	477	657

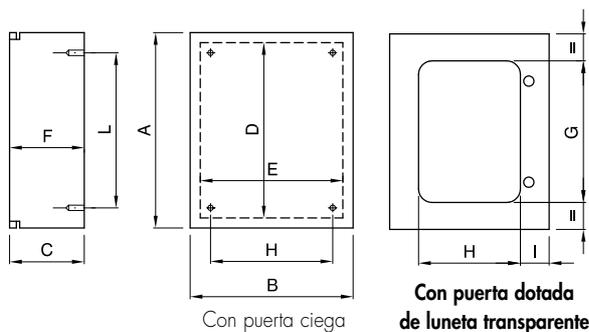
Regulaciones y distancias de fijación de los cuadros estancos de poliéster



CUADROS CÓDIGO	GW 46 001 GW 46 201	GW 46 002 GW 46 202	GW 46 003 GW 46 203	GW 46 004 GW 46 204	GW 46 005 GW 46 205	GW 46 006 GW 46 206	GW 46 007 GW 46 207
A	-	55	95	95	145	195	245
B	-	27	67	67	117	167	217
C	-	125	150	150	150	150	200
D	85	85	125	125	175	225	275
E	53	84,5	131	131	184	221	307
F	185	309	384	534	470	620	860
G	348	472	547	697	695	845	1088
H	311	374	467	467	573	643	819
I	208	332	407	557	557	705	948
L	171	234	327	327	433	507	679

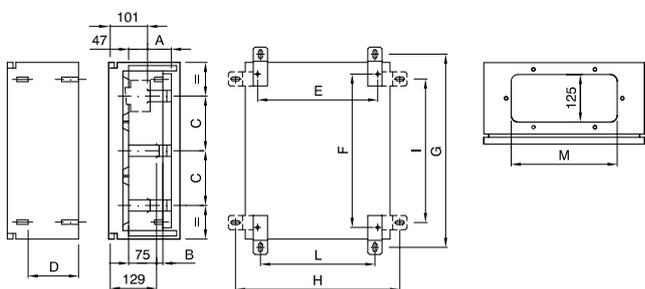
# TABLAS DIMENSIONALES

## SERIE 46 QM - CUADROS ESTANCOS DE METAL



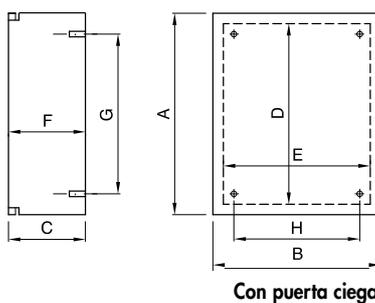
CUADROS CÓDIGO	GW 46 031	GW 46 032	GW 46 033	GW 46 034	GW 46 035	GW 46 036	GW 46 037
	-	GW 46 232	GW 46 233	GW 46 234	GW 46 235	GW 46 236	GW 46 237
A	296	420	495	645	645	795	1045
B	246	309	402	402	510	582	762
C	160	160	200	200	250	300	350
D	256	380	455	605	605	755	1005
E	206	269	362	362	470	542	722
F	157	157	197	197	247	297	347
G	205	310	360	510	510	650	827
H	140	169	264	264	380	440	577
I	71	71	71	71	71	71	100
L	203	327	402	552	552	702	952
M	141	202	297	297	405	477	657

### Regulaciones y distancias de fijación de los cuadros estancos de metal



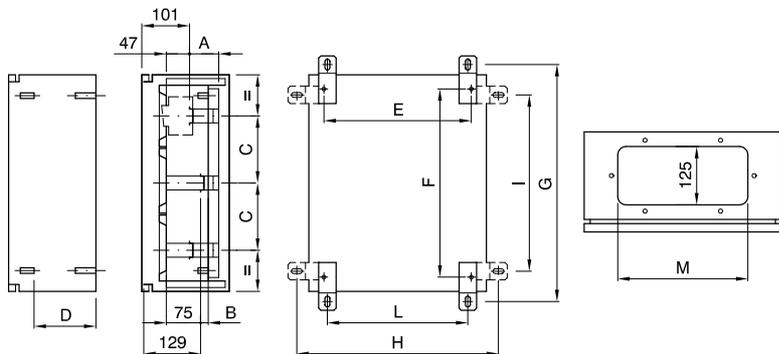
CUADROS CÓDIGO	GW 46 031	GW 46 032	GW 46 033	GW 46 034	GW 46 035	GW 46 036	GW 46 037
	-	GW 46 232	GW 46 233	GW 46 234	GW 46 235	GW 46 236	GW 46 237
A	-	55	95	95	145	195	245
B	-	27	67	67	117	167	217
C	-	125	150	150	150	150	200
D	65	65	65	65	200	250	300
E	191	254	347	347	453	527	699
F	228	352	427	577	577	725	968
G	348	472	547	697	695	845	1088
H	311	374	467	467	573	643	819
I	208	332	407	557	557	705	948
L	171	234	327	327	433	507	679
M	-	-	-	270	270	335	335

## SERIE 46 QX - CUADROS ESTANCOS DE ACERO INOXIDABLE SATINADO



CUADROS CÓDIGO	GW 46 052	GW 46 054	GW 46 056
A	420	645	795
B	309	402	582
C	160	200	300
D	380	605	755
E	269	362	542
F	157	197	297
G	327	552	702
H	202	297	477

### Regulaciones y distancias de fijación de los cuadros estancos de acero inoxidable satinado

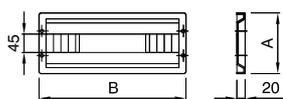


CUADROS CÓDIGO	GW 46 052	GW 46 054	GW 46 056
A	55	95	195
B	27	67	167
C	125	150	150
D	65	65	250
E	254	347	527
F	352	577	725
G	472	697	845
H	374	467	643
I	332	557	705
L	234	327	507
M	-	270	335

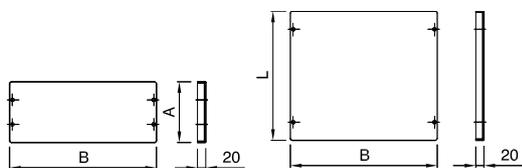
# SERIE 46

## CUADROS ESTANCOS DE SUPERFICIE PARA DISTRIBUCIÓN Y AUTOMATIZACIÓN

### SERIE 46 QP - QM - QX - COMPLEMENTOS TÉCNICOS PARA CONFIGURACIÓN FRONTAL

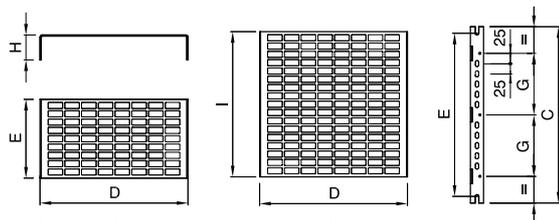


paneles troquelados



paneles ciegos  
altura: 1 módulo

paneles ciegos  
altura: 2 módulos



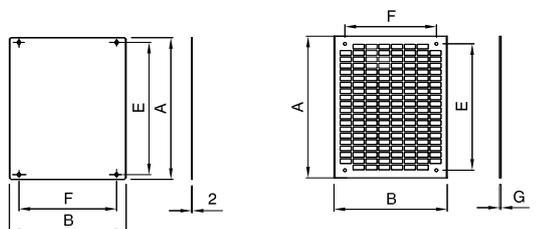
placas perforadas  
altura: 1 módulo

placas perforadas  
altura: 2 módulos

montantes

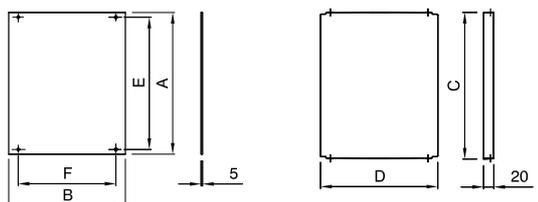
PANELES TROQUELADOS	-	GW 46 420	GW 46 421	GW 46 421	GW 46 422	GW 46 423	GW 46 424	
PANELES SIMPLES CIEGOS	-	GW 46 425	GW 46 426	GW 46 426	GW 46 427	GW 46 428	GW 46 429	
PANELES DOBLES CIEGOS	-	GW 46 475	GW 46 476	GW 46 476	GW 46 477	GW 46 478	GW 46 479	
MONTANTES	-	GW 46 435	GW 46 436	GW 46 437	GW 46 437	GW 46 438	GW 46 439	
PLACAS SIMPLES PERFORADAS	-	GW 46 440	GW 46 441	GW 46 441	GW 46 442	GW 46 443	GW 46 444	
PLACAS DOBLES PERFORADAS	-	GW 46 480	GW 46 481	GW 46 481	GW 46 482	GW 46 483	GW 46 484	
PARA CUADROS DIMENSIONES (mm)		300 x 250	425 x 310	500 x 405	650 x 405	650 x 515	800 x 585	1060 x 800
NÚMERO DE MÓDULOS	-	12	18	18	24	28	36	
A	-	124	149	149	149	149	199	
B	-	265	358	358	466	538	718	
C	-	355	430	580	580	730	980	
D	-	170	265	265	373	445	625	
E	-	116	142	142	142	142	190	
F	-	327	402	552	552	702	952	
G	-	125	150	150	150	150	200	
H	-	40	45	45	45	45	45	
I	-	241	292	292	292	292	390	
L	-	249	299	299	299	299	399	

### SERIE 46 QP - QM - QX - COMPLEMENTOS TÉCNICOS PARA CONFIGURACIÓN INTERIOR



placas de acero

placas perforadas de acero



placas de material aislante

contrapuerta con bisagra

PLACAS DE ACERO	GW 46 401	GW 46 402	GW 46 403	GW 46 404	GW 46 405	GW 46 406	GW 46 407	
PLACAS PERFORADAS	GW 46 461	GW 46 462	GW 46 463	GW 46 464	GW 46 465	GW 46 466	GW 46 467	
PLACAS AISLADAS	GW 46 408	GW 46 409	GW 46 410	GW 46 411	GW 46 412	GW 46 413	-	
CONTRAPUERTA	-	GW 46 414	GW 46 415	GW 46 416	GW 46 417	GW 46 418	GW 46 419	
PARA CUADROS DIMENSIONES (mm)		300 x 250	425 x 310	500 x 405	650 x 405	650 x 515	800 x 585	1060 x 800
A	235	359	434	584	584	734	984	
B	199	260	355	355	463	535	715	
C	-	370	445	595	595	745	995	
D	-	264	357	357	465	537	712	
E	203	327	402	552	552	702	952	
F	141	202	297	297	405	477	657	
G	1,5	2	2	2	2	2	2	

# TABLAS DIMENSIONALES

## SERIE 46 - COMPLEMENTOS TÉCNICOS DE SERVICIO

CÓDIGO	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	G (mm)	H (mm)
<b>GW 46 448</b>	131	141	23,5	115	123	70	125	117
<b>GW 46 471</b>	131	141	23,5	115	123	-	-	-

## SERIE 46 QP - DISTANCIAS ENTRE PUERTA, CONTRAPUERTA, PLACA DE FONDO

DIMENSIONES CUADRO (mm)	310x425	405x500	405x605	515x650	585x800	800x1060
<b>c</b>	32	32	32	32	32	43
<b>h</b>	142	182	182	231	282	327

DIMENSIONES CUADRO (mm)	310x425	405x500	405x650	515x650	585x800	800x1060
<b>d</b>	93	61	61	61	79	99
<b>h</b>	142	182	182	231	282	327

## SERIE 46 QM/QX - DISTANCIAS ENTRE PUERTA, CONTRAPUERTA, PLACA DE FONDO

DIMENSIONES CUADRO (mm)	310x425	405x500	405x650	515x650	585x800	800x1060
<b>C</b>	34	34	34	34	34	45
<b>D</b>	51	51	51	51	51	73
<b>H</b>	156	196	196	245	295	341

## SERIE 46 QP/QM/QX - DISTANCIAS ENTRE PANEL Y PUERTA

DIMENSIONES CUADRO (mm)	X MÍN.	X MÁX.
310 x 425	32	32
405 x 500	32	47
405 x 650	32	47
515 x 650	32	47
585 x 800	32	47
800 x 1060	41	192

Referencia : **L53101** E.A.N. : **3250610100837**

**Portafusibles seccionable L38 1P 20A  
500V con indicador de fusión**



**Características** [Fotografía](#) [Accesorios](#) [Documentos](#) ◀◀ ▶▶ 📄

Características técnicas	Valor
Tipo de polos	1 P
Corriente nominal asignada en A	32 A
Tensión asignada de empleo en alterna	400 V
Talla del fusible	10.3 x 38
Categoría de empleo del fusible	gG
Corriente nominal del cartucho fusible	0.5; 1; 2; 4; 6; 8; 10; 12; 16; 20; 25; 32 A
Indicador de fusión	Si
Número de módulos de 17.5mm	1
Sección de conexión en cable rígido	16mm <sup>2</sup>
Sección de conexión en cable flexible	10mm <sup>2</sup>

Referencia : **LR612**

E.A.N. : **3250614186103**

**Portafusibles seccionable L51 1P+N  
50A 690V**



**Características** [Fotografía](#) [Accesorios](#) [Documentos](#)



Características técnicas	Valor
Tipo de polos	1P+N
Corriente nominal asignada en A	50 A
Tensión asignada de empleo en alterna	690 V
Talla del fusible	14 x 51
Categoría de empleo del fusible	gG, aM
Corriente nominal del cartucho fusible	2; 4; 6; 10; 16; 20; 25; 32; 40 A
Número de módulos de 17.5mm	3
Sección de conexión en cable rígido	35mm <sup>2</sup>
Sección de conexión en cable flexible	25mm <sup>2</sup>
Aparato de la familia	L51

Referencia : **EC320**

E.A.N. : **3250612233205**

**Contador divisionario trifásico vía TI  
50 a 1500/5A tarifa simple**



**Características** [Fotografía](#) [Accesorios](#) [Documentos](#)



<b>Características técnicas</b>	<b>Valor</b>
Tensión de alimentación	400V ± 20%
Connection	connection with tore
I máx. del circuito de medida	1500 A
Clase de precisión	Clase 2
Tipo de polos	3P+N
Peso del impulso	100 Wh
Corriente de funcionamiento	0.06 a 6 A
Relación de transformación	50/5; 100/5; 200/5; 250/5; 300/5; 400/5; 600/5; 800/5; 1000/5; 1250/5; 1500/5
Número de módulos de 17.5mm	4
Altura del producto instalado	85 mm



## **ANEXO V. CANALETAS Y CABLES**





# Bandejas **66**

en PVC-M1

66



# Bandejas 66 en PVC-M1

Dimensiones bandejas (mm)		50x75	60x75	60x100	60x150	60x200
Gris RAL 7030						
1	<b>Bandeja perforada</b> 3 m PVC M1 Gris	66070 (1)	66090	66100	66150	66200
	Soportar, proteger y conducir cables	24 m 5,53 €/m	24 m 6,04 €/m	24 m 6,93 €/m	12 m 8,90 €/m	12 m 10,69 €/m
2	<b>Bandeja lisa</b> 3 m PVC M1 Gris	66071 (1)	66091	66101	66151	66201
	Soportar, proteger y conducir cables	24 m 5,53 €/m	24 m 6,04 €/m	24 m 6,93 €/m	12 m 8,90 €/m	12 m 10,69 €/m
3	<b>Cubierta</b> 3 m PVC M1 Gris	66072	66102	66152	66202	
	Cubrir bandejas	24 m 2,91 €/m	24 m 4,00 €/m	12 m 5,58 €/m	12 m 6,80 €/m	
<b>Elementos para la conducción de cables</b>						
4	<b>Esquina perforada</b> PVC M1 Gris	66086 (1)	66096	66116	66166	66216
	Cambiar de dirección a 90°	2 u 13,91 €/u.	2 u 14,40 €/u.	2 u 17,29 €/u.	2 u 23,04 €/u.	2 u 26,69 €/u.
5	<b>Esquina lisa</b> PVC M1 Gris	66087 (1)	66097	66117	66167	66217
	Cambiar de dirección a 90°	2 u 13,91 €/u.	2 u 14,40 €/u.	2 u 17,29 €/u.	2 u 23,04 €/u.	2 u 26,69 €/u.
6	<b>Cubierta esquina</b> PVC M1 Gris	66085	66115	66165	66215	
	Cubrir giros planos a 90°	2 u 6,51 €/u.	2 u 8,09 €/u.	2 u 10,88 €/u.	2 u 13,33 €/u.	
7	<b>Tapa final-reducción</b> PVC M1 Gris	66083 (1)	66093	66113	66163	66213
	Cubrir final instalación y reducciones	2 u 3,72 €/u.	2 u 3,78 €/u.	2 u 5,18 €/u.	2 u 5,54 €/u.	2 u 6,85 €/u.
8	<b>Derivación "T"</b> PVC M1 Gris	66088 (1)	66098	66118	66168	66218
	Derivar a 90°	4 u 4,63 €/u.	4 u 12,27 €/u.	2 u 13,57 €/u.	1 u 14,12 €/u.	1 u 14,41 €/u.
23	<b>Tornillos</b> Gris	66809				
	Unir piezas a bandejas (4 x para Ref. 66088) (M 8 DIN 603 ISO 8678)	1.000 u		17,39 €/100 u.		
9	<b>Unión entre tramos con perno</b> PVC M1	66814 (1)	66824			
	Unir mecánicamente tramos de bandeja. Nota: Se incluyen 2 pernos de unión	50 u 1,13 €/u.	50 u 1,90 €/u.			
10	<b>Unión entre tramos sin perno</b> PVC M1	66815 (1)	66825			
	Unir mecánicamente tramos de bandeja. Nota: No se incluyen pernos de unión	50 u 0,83 €/u.	50 u 1,61 €/u.			
23	<b>Tornillos</b> PVC M1 Gris	66809				
	(M 8 DIN 603 ISO 8678) Unir piezas a bandeja.	1.000 u		17,39 €/100 u.		
11	<b>Perno de unión</b> PVC M1 Gris	66832				
	Fija la unión entre tramos a la bandeja	100 u		23,39 €/100 u.		

60x300	60x400	100x200	100x300	100x400	100x500	100x600
66300	66400	66220	66320	66420	66520	66620
12 m 16,22 €/m	6 m 21,90 €/m	6 m 15,57 €/m	6 m 21,68 €/m	6 m 28,17 €/m	6 m 34,21 €/m	6 m 39,31 €/m
66301	66401	66221	66321	66421	66521	66621
12 m 16,22 €/m	6 m 21,90 €/m	6 m 15,57 €/m	6 m 21,68 €/m	6 m 28,17 €/m	6 m 34,21 €/m	6 m 39,31 €/m
66302	66402	66202	66302	66402	66502	66602
12 m 9,24 €/m	12 m 14,71 €/m	12 m 6,80 €/m	12 m 9,24 €/m	12 m 14,71 €/m	12 m 20,54 €/m	12 m 24,94 €/m
66316	66416	66236	66336	66436	66536	66636
2 u 42,34 €/u.	2 u 58,44 €/u.	2 u 39,55 €/u.	2 u 60,17 €/u.	2 u 64,97 €/u.	2 u 76,22 €/u.	2 u 85,00 €/u.
66317	66417	66237	66337	66437	66537	66637
2 u 42,34 €/u.	2 u 58,44 €/u.	2 u 39,55 €/u.	2 u 60,17 €/u.	2 u 64,97 €/u.	2 u 76,22 €/u.	2 u 85,00 €/u.
66315	66415	66215	66315	66415	66515	66615
2 u 17,59 €/u.	2 u 30,66 €/u.	2 u 13,33 €/u.	2 u 17,59 €/u.	2 u 30,66 €/u.	2 u 36,57 €/u.	2 u 40,53 €/u.
66313	66413	66233	66333	66433	66533	66633
2 u 8,76 €/u.	2 u 12,22 €/u.	2 u 7,84 €/u.	2 u 11,99 €/u.	2 u 18,05 €/u.	2 u 20,49 €/u.	2 u 23,90 €/u.
66318	66418	66238	66338	66438	66538	66638
1 u 16,29 €/u.	1 u 18,51 €/u.	1 u 15,80 €/u.	1 u 19,04 €/u.	1 u 24,86 €/u.	1 u 29,39 €/u.	1 u 32,91 €/u.
66809	66839					
1.000 u	17,39 €/100 u.		100 u 58,65 €/100 u.			
66824	66834					
50 u 1,90 €/u.	20 u 5,95 €/u.					
66825	66835					
50 u 1,61 €/u.	20 u 5,50 €/u.					
66809						
1.000 u		17,39 €/100 u.				
66832						
100 u		23,39 €/100 u.				

CONTINÚA EN LA PÁGINA SIGUIENTE ↓

(1) Material disponible hasta agotar existencias. Se sustituirá por la dimensión 60 x 75.

# ENERGY RV

Denominación Técnica: **RV / U-1000 R2V / XV**

No propagador de la llama, **UNE-EN 50265 (IEC 60332.1)** Conductor de Cu.: **Clase 1 y 2**  
 Aislamiento: **XLPE**, Cubierta: **PVC** Baja emisión de CLH (**Inferior al 14 %**) Temperatura máxima de utilización: **90 ... C**

Características constructivas: **UNE 21123-2 / IEC 60502 / NF-C 32321**

Aplicación: **Distribución de Energía B.T. en interior y exterior**



**Tensión**  
**0,6 / 1 kV**

Colores de Fases

2 x	Negro - Azul
3 x	Negro - Marrón - Azul
3 G	Negro - Azul - A/V

Tarifa T-04

**Bobinas**

Noviembre 2004

CODIGO General Cable	Sección mm <sup>2</sup>
1060107NGP	1x2,5
1060109NGP	1x6
1060110NGP	1x10
1060111NGP	1x16
1060112NGP	1x25
1060113NGP	1x35
1060114NGP	1x50
1060115NGP	1x70
1060116NGP	1x95
1060117NGP	1x120
1060118NGP	1x150
1060119NGP	1x185
1060120NGP	1x240
1060121NGP	1x300

T-04 €/ Km
619,08
1.154,52
1.816,20
2.719,38
4.090,98
5.901,65
8.041,93
11.306,78
14.718,86
18.742,24
23.129,58
28.999,19
36.198,18
49.320,40

Suministro Standard			
Embalaje	Metros	Embalaje	Metros
T-09	6.000		
T-11	8.200	T-09	4.200
T-11	6.000	T-09	3.200
T-11	4.700	T-09	2.500
T-11	3.400	T-09	1.800
T-11	2.600	T-09	1.400
T-11	2.000	T-09	1.000
T-11	1.500		
T-11	1.100		
T-11	900		
T-14	1.000		
T-14	1.000		
T-14	800		
T-18	1.000		

1870206NGP	2x1,5
1870207NGP	2x2,5
1870209NGP	2x6
1870210NGP	2x10
1060211NGP	2x16
1060212NGP	2x25
1060213NGP	2x35
1060214NGP	2x50

965,04
1.231,85
2.607,33
4.235,07
6.599,48
11.846,55
15.055,85
19.571,83

T-09	3.000	T-85	500
T-09	2.500	T-86	1.000
T-11	3.000		
T-11	2.000		
T-11	1.500	T-09	700
T-11	1.000	T-09	500
T-14	1.500		
T-14	1.000		

1870306NGP	3G1,5
1870306NGPX	3x1,5
1870307NGP	3G2,5
1870307NGPX	3x2,5
1870308NGP	3G4
1870309NGP	3G6
1870309NGPX	3x6
1870310NGP	3G10
1870310NGPX	3x10
1060311NGP	3G16
1060311NGPX	3x16
1060312NGP	3x25
1060312NGPG	3G25

1.066,91
1.561,62
2.581,27
3.706,01
6.360,82
10.040,73
16.048,62

T-11	4.500	T-86	1.000
T-85	500		
T-11	3.500	T-86	1.000
T-85	500		
T-08	1.000	T-06	500
T-09	1.000	T-07	500
T-09	1.000	T-07	500
T-10	1.000		
T-14	1.500		